



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

---

---

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“Flujo de caracterización inicial para la construcción del  
modelo geológico (sedimentológico-estratigráfico) del Campo  
Sunuapa en las Cuencas Terciarias del Sureste”**

#### T E S I S

Que para obtener el título de:

**INGENIERA GEÓLOGA**

**P R E S E N T A:**

**GABRIELA GARCÍA BAUTISTA**

**DIRECTOR DE TESIS:**

**M. C. NOÉ SANTILLÁN PIÑA**



México, D. F. Cd. Universitaria Mayo 2015

---

---

*La familia siempre debe ser lo más valorado  
que existe en nuestra vida, y por ello debemos  
exigirnos para ser mejores personas cada día.*

---

---

---

---

# *AGRADECIMIENTOS.*

*Dedico aquellas personas  
que me han apoyado a lo largo de  
esta etapa tan importante en mi vida.*

*A Dios por ser quien cuida y guía mis pasos.*

*A mi alma Máter, UNAM  
y a mi amada Facultad de Ingeniería  
por la dicha de formarme dentro de sus aulas.*

*A mi Padre, a mi Madre y a mi hermano  
que son personas que me han ofrecido  
el amor y la calidez de la familia a la cual amo.*

*A Raúl todo mi amor y cariño  
por tus sacrificios y esfuerzos,  
por creer en mi capacidad gracias  
por brindarme tu amor  
Te amo amore mío.*

---

---

---

---

# ÍNDICE

RESUMEN .....	2
---------------	---

## CAPÍTULO I.

### GENERALIDADES.

1.1. Introducción .....	7
1.2. Objetivos.....	11
1.3. Método de trabajo .....	12
1.4. Localización de las Cuencas Terciarias del Sureste.....	13
1.5. Fisiografía .....	16
1.6. Vías de comunicación. ....	19
1.7. Trabajos previos geológico-petroleros .....	20

## CAPÍTULO II.

### MARCO GEOLÓGICO REGIONAL

2.1 Marco geológico del área Chiapas-Tabasco .....	21
2.2 Marco sedimentológico-estratigráfico.....	25
2.3 Marco geológico-estructural .....	33

## CAPÍTULO III.

### FLUJO DE TRABAJO EN LA CARACTERIZACIÓN INICIAL

3.1. Importancia de la caracterización de un yacimiento .....	38
3.2. Flujo de trabajo .....	43
3.2.1 Modelo geológico .....	43
3.2.2 Modelo estratigráfico.....	44
3.2.3 Modelo sedimentológico.....	45
3.2.3 Modelo estructural .....	47
3.2.4 Modelo petrofísico .....	48
3.2.5 Modelo estadístico .....	48
3.3. Facies sedimentarias e interpretación paleoambiental.....	49
3.4. Distribución sedimentaria del campo Sunuapa.....	52
3.5. Correlación lito-estratigráfica.....	60

---

---

---

---

*CAPÍTULO IV*

*METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL PLAY CRETÁCICO SUPERIOR*

<i>4.1. Información analizada en el campo Sunuapa.....</i>	<i>64</i>
<i>4.2. Inventario de información general del campo .....</i>	<i>67</i>
<i>4.3. Base de datos de registros geofísicos y núcleos .....</i>	<i>69</i>
<i>4.4. Características petrofísicas de los intervalos productores .....</i>	<i>70</i>
<i>4.5. Correlación estratigráfica de los intervalos productores .....</i>	<i>88</i>
<i>4.6. Modelo (sedimentológico-estratigráfico).....</i>	<i>89</i>
<i>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</i>	<i>94</i>
<i>BIBLIOGRAFÍA.....</i>	<i>96</i>

---

---

# RESUMEN

---

---

## *RESUMEN*

Las cuencas petroleras del sureste mexicano, son una región donde se han realizado trabajos exploratorios desde 1905 y continúan en la actualidad con un buen nivel de éxito. En México, gran parte de la producción (90%) y de la reservas probadas (67%) de hidrocarburos provienen de los campos localizados en la región sureste del país.

Hoy en día la sociedad mundial ha convertido al petróleo en una sustancia primordial para el desarrollo de la económica; actualmente, el agotamiento de las reservas de petróleo, es un riesgo latente. Por ello en México, las actividades de exploración han evolucionado dentro de un entorno de altibajos en las inversiones. En años recientes la explotación de este recurso se ha tornado difícil debido a la complejidad para encontrar objetivos exploratorios prometedores.

Las cuencas petroleras del sureste mexicano son una región de gran importancia, ya que han sido las principales productoras de aceite y gas en el país en rocas carbonatadas; en este trabajo, específicamente en el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, se presenta un marco geológico complejo.

Se integrarán los estudios realizados en afloramientos de la Sierra de Chiapas y el subsuelo de la Cuenca del Sureste Terrestre. Los aspectos geológicos regionales que influyeron en el origen y la evolución de la Cuenca; este marco regional se desarrolla dentro del flujo de trabajo en la caracterización inicial de un yacimiento petrolero, para así lograr una exploración satisfactoria.

Incluye tres diferentes escalas de observación para el análisis integral de los fenómenos; chica (características tectónicas, estratigrafía, sedimentación y estilos estructurales), media (análisis e interpretación de atributos sísmicos), y grande (identificación y análisis de registro de imágenes, núcleos y láminas delgadas).

Dentro de esta etapa se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor seguridad la anatomía interna del yacimiento, la cantidad de hidrocarburos que contiene, así como el esquema más rentable y racional para extraerlos.

---

---



---

---

## *ABSTRACT*

The oil basins in southeastern Mexico, is a region where there have been exploratory work since 1905 and continue today with a good level of success. In Mexico, much of the production (90%) and the proved reserves (67%) of hydrocarbons come from those located in the southeastern region of the country fields.

In today's global society oil has become a primordial substance for the development of economic industry; Currently, the depletion of oil reserves, is a latent risk. So in Mexico, exploration activities have evolved in an environment of ups and downs on investments. Recently the production of this resource has become difficult due to the complexity to find promising exploration targets.

The oil basins in southeastern Mexico is a region of great importance as they have been the main producers of oil and gas in the country in carbonate rocks, in this work, specifically in the Mesozoic area of Chiapas-Tabasco, a complex geological setting presented.

Due to this importance throughout this thesis studies in outcrops of the Sierra de Chiapas and subsoil Southeast Basin were integrated. Documenting the regional geological aspects that influenced the origin and evolution of the basin; within this regional framework, a workflow is developed in the initial characterization of an oil field in order to achieve a cost-effective exploration.

Three different scales of observation for the comprehensive analysis of phenomena; small (tectonics, stratigraphy, sedimentation and structural styles), mid (analysis and interpretation of seismic attributes) and large (identification and analysis of image registration, cores and thin films).

---

---

---

---

In this stage the necessary studies are done to know with greater certainty the internal structure anatomy of the deposit, the amount of oil it contains, as well as the most profitable and efficient to extract them.

*CAPÍTULO I.*  
*GENERALIDADES*

---

---

# CAPÍTULO I.

## GENERALIDADES

### *1.1. Introducción.*

El petróleo se ha convertido en una sustancia primordial en el desarrollo de la sociedad mundial actual, debido al impacto que genera no solo en la industria sino en otros ámbitos como el político, social, ambiental y cultural.

El petróleo es el recurso natural no renovable más importante, aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo; hoy día, el consumo de esta energía primaria continúa en aumento, debido a que forma parte esencial del portafolio energético global ocupando el primer lugar de la demanda mundial de acuerdo a lo estimado por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) para 2013 (SENER, 2013). La demanda petrolera mundial fue en 2013 más alta de lo inicialmente previsto, un posible indicio para la incipiente recuperación económica (Figura 1.1), (El País, 2013).

---

---

El posible agotamiento de las reservas probadas de petróleo ha sido mencionado por algunos observadores como un riesgo latente, pues al ritmo actual de consumo, las reservas mundiales de menor costo hasta ahora conocidas, se agotarían en 53 años; por lo que, hay quien considera que la era del petróleo está terminando o simplemente pronto empezará su declive (SENER, 2013).

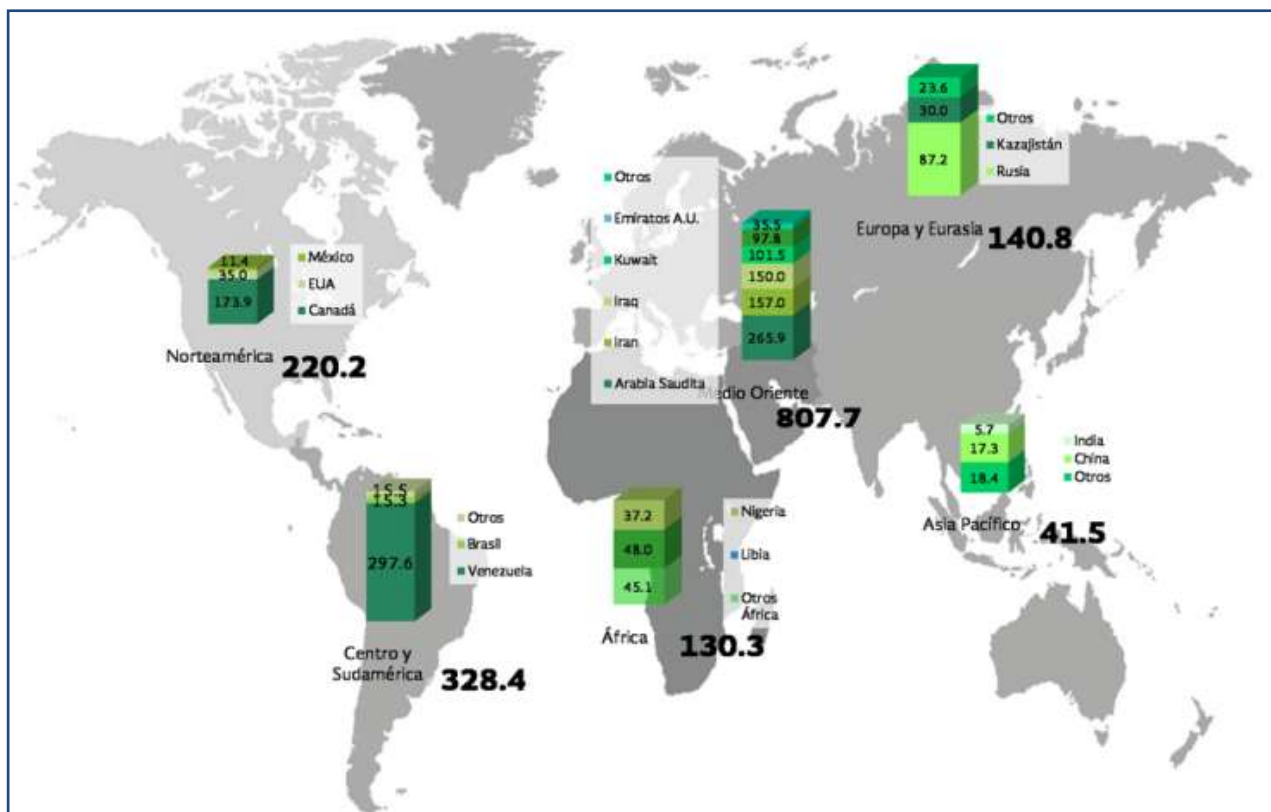
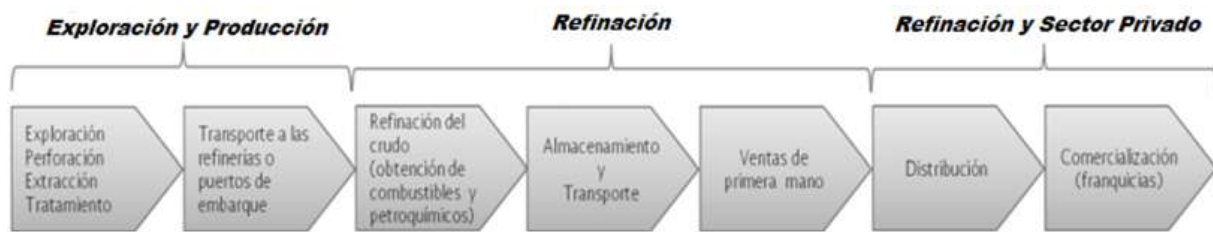


Figura 1.1. Reservas probadas por región a nivel mundial, al cierre de 2012, (miles de millones de barriles), las reservas incluyen aceite, condensados y líquidos del gas natural. Fuente: SENER, 2013 con datos del BP StatisticalReview of WorldEnergy..

En México, desde los inicios de la industria petrolera, las actividades de exploración han evolucionado aplicando métodos y tecnologías de vanguardia, en un entorno de altibajos en las inversiones (Escalera, 2010). En este sentido, nuestro país ha sido afortunado debido a que, la industria del petróleo se ha consolidado como la principal abastecedora de energía para la población, cuya racional explotación ha sido generadora de innumerables fuentes de trabajo y ha contribuido al erario nacional de manera muy importante, en un 40% del PIB.

En años recientes la explotación de este recurso energético se ha tornado más complicada, debido a que la era del petróleo fácil se terminó, ahora la exploración debe hacerse cada vez a mayores profundidades, en lugares cada vez más remotos y con mayor complejidad geológica y estructural.

Debido a la complejidad para encontrar objetivos exploratorios prometedores, los especialistas utilizan la cadena de valor que inicia con las actividades de exploración, donde la principal cuantificación proviene de los productos de los recursos prospectivos petroleros, así como la incorporación de reservas (Figura 1.2). Apoyada de tecnologías como herramientas para cuantificar que todas estas condiciones sean satisfactorias.



**Figura 1.2. Cadena de valor de la industria del petróleo y sus derivados (modificado de SENER, 2013).**

En el sector energético, los desafíos giran en torno a cómo se responde a los grandes cambios que se están observando, en la demanda hacia las economías emergentes, y en el suministro hacia una mayor diversidad de fuentes de energía, incluidas las no convencionales (Estrada, 2013).

Las cuencas petroleras del sureste mexicano, las cuales cubren una extensión aproximada de 65,100 km<sup>2</sup>, incluyendo su porción marina, son una región donde se han realizado trabajos exploratorios desde 1905 y continúan en la actualidad con un buen nivel de éxito. A partir de la década de los 70s, estas cuencas han sido las principales productoras de aceite y gas en México.

Los yacimientos petroleros en rocas carbonatadas almacenan más del 60% de las reservas de hidrocarburos en el mundo, además de que la mayoría de los campos gigantes son productores en este tipo de yacimientos en México, gran parte de la producción (90%) y de la reservas probadas

(67%) de hidrocarburos provienen de los campos localizados en la región sureste del país. La existencia de grandes yacimientos de petróleo, es el motivo por el cual el sureste mexicano ha sido estudiado principalmente con datos sísmicos 2D y 3D, así como con la perforación de cientos de pozos (Padilla, 2007).

Las cuencas del Sureste han producido más de 80% de la producción del país; y en el corto y mediano plazo continuarán aportando la mayoría de la producción (PEP, 2012).

### ***1.2 Objetivos.***

- I. Establecer los conocimientos básicos necesarios requeridos para la etapa de construcción del modelo geológico (sedimentológico-estratigráfico) de un yacimiento petrolero.
- II. Comprender y destacar el método de trabajo utilizado en el área de caracterización inicial para determinar un modelo geológico (sedimentológico-estratigráfico) de un yacimiento petrolero.
- III. Describir y analizar las principales características geológicas-petrofísicas del campo Sunuapa.



### *1.3 Método de trabajo.*

En metodología seguida en este trabajo, todos los pasos a aplicar son necesarios, no pudiéndose omitir ninguno de ellos.

De manera inicial se realizó la recopilación de la información existente del campo Sunuapa, con el fin de clasificarla de acuerdo al área de especialidad, y se describió la metodología general en las principales etapas de la caracterización inicial de un yacimiento.

Se revisaron informes de 14 pozos ubicados dentro del campo Sunuapa de las Cuencas Terciarias del Sureste, con las que se construyeron tablas y gráficas que permitieron resumir y analizar las principales características petrofísicas del campo, útiles en la construcción del modelo geológico (sedimentológico-estratigráfico).

Debido a las políticas de manejo de información de Pemex, en este trabajo no se incluyen nombres verdaderos de pozos, coordenadas geográficas, ni detalles de reservas. La ubicación de los pozos será relativa, únicamente con fines de interpretación.

#### *1.4. Localización de las Cuencas Terciarias del Sureste.*

La Provincia Petrolera Sureste está localizada en la Planicie Costera del Golfo de México y la Plataforma Continental del sureste de México. Es la provincia petrolera más prolífica de aceite y gas del país, que se divide en porción terrestre y porción marina. La terrestre abarca el sur del estado de Veracruz, el norte del estado de Chiapas, casi todo el estado de Tabasco y el extremo suroccidental del estado de Campeche; la marina ocupa parte de la Zona Económica Exclusiva (ZEE) en el Golfo de México, desde la isobata de 500 m hasta la línea de costa (Figura 1.3),(Pemex, 2013).

En cuanto a su ubicación geológica, se trata de la porción nor-noreste de las cuencas: Mesozoica de Chiapas-Tabasco y Terciarias del Sureste; dentro de esta última quedan incluidas las cuencas del Mioceno-Pleistoceno de Comalcalco y de Macuspana. Las cuencas del Sureste han producido más de 80% de la producción del país; y en el corto y mediano plazo continuarán aportando la mayoría de producción (PEMEX, 2013).



Figura. 1.3. Límites geológicos de la Provincia Petrolera Sureste, (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana), (Modificado de PEMEX, 2013).

De acuerdo con el marco tectónico regional, la provincia limita al sur con el Cinturón Plegado de la Sierra de Chiapas, al oriente con la Plataforma de Yucatán, al occidente con el Complejo Volcánico de los Tuxtles y la porción sur de la Cuenca de Veracruz y al norte con la extensión en aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo.

La ubicación geográfica del área de estudio se localiza al NW del municipio de Pichucalco, estado de Chiapas y al SE del municipio de Huimanguillo en el estado de Tabasco, aproximadamente a 20 Km al noroeste de la Población de Pichucalco (Figura 1.4), (PEP, 2012).

Tiene un área aproximada de 18 km<sup>2</sup>, geológicamente se ubica en el área mesozoica Chiapas – Tabasco, en las primeras estribaciones de la Sierra de Chiapas (Figura 1.5), (PEMEX, 2012).

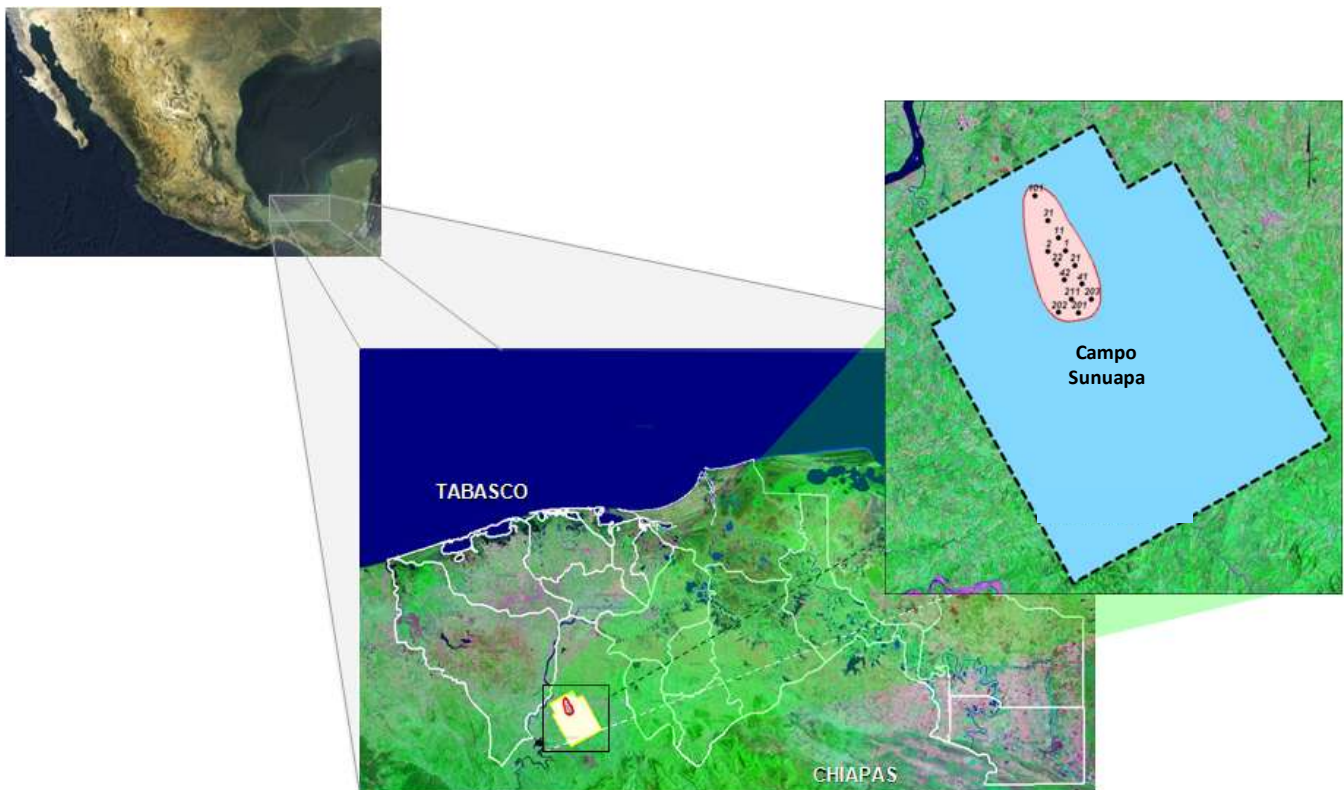


Figura 1.4. El Campo Sunuapa se localiza en el Estado de Chiapas, aproximadamente 20 km al noroeste de la población de Pichucalco. Tiene un área aproximada de 18 Km<sup>2</sup>, geológicamente se ubica en el área mesozoica Chiapas-Tabasco (PEMEX, 2012).



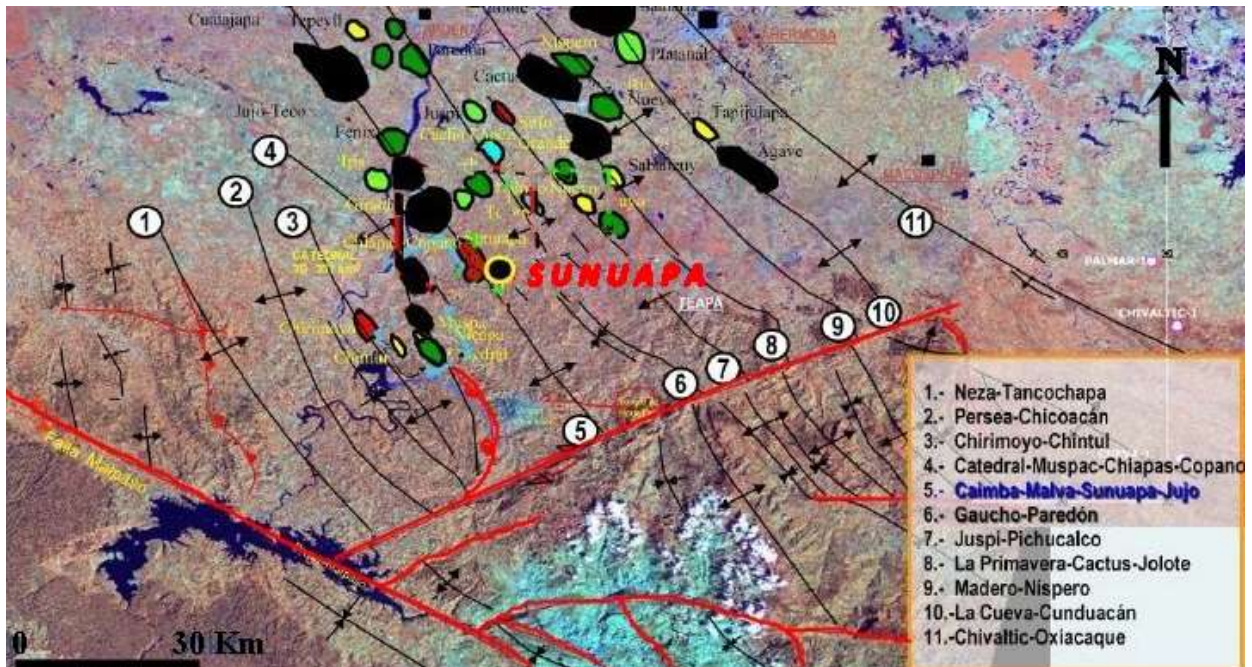


Figura 1.5. Detalle de la ubicación del Campo Sunuapa, dentro del área mesozoica Chiapas-Tabasco (PEMEX, 2012).

### 1.5. Fisiografía.

El municipio de Sunuapa está considerado como parte de la región VIII Norte de acuerdo al Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), forma parte de las regiones fisiográficas: Llanura Costera del Golfo y montañas del Norte; el relieve del terreno está formado principalmente de sierras y lomeríos.

La altura del relieve varía de 3 a 2260 metros sobre el nivel del mar (msnm). Entre las principales elevaciones que registra la región se encuentran los cerros: Tres picos (1,720 m), Volcán Chichonal (1,196 m) y Poquiochat (849 m).

La región VIII Norte presenta clima cálido y semicálido. Predomina el cálido húmedo con lluvias todo el año, seguido por el clima cálido húmedo con lluvias abundantes de verano en la parte norte de la región (INEGI, 2012).

El municipio de Sunuapa cuenta con una extensión territorial de 178.9km<sup>2</sup>, a una altitud media de 200 m.s.n.m; colinda con los municipios de Pichucalco y Ostucán (Figura 1.6). El clima predominante es cálido húmedo con lluvias en verano.

Sunuapa cuenta con una población total de 2,235 habitantes (INEGI 2012), de los cuales 1,092 son mujeres y 1,143 hombres. En Sunuapa existen un total de 475 viviendas.

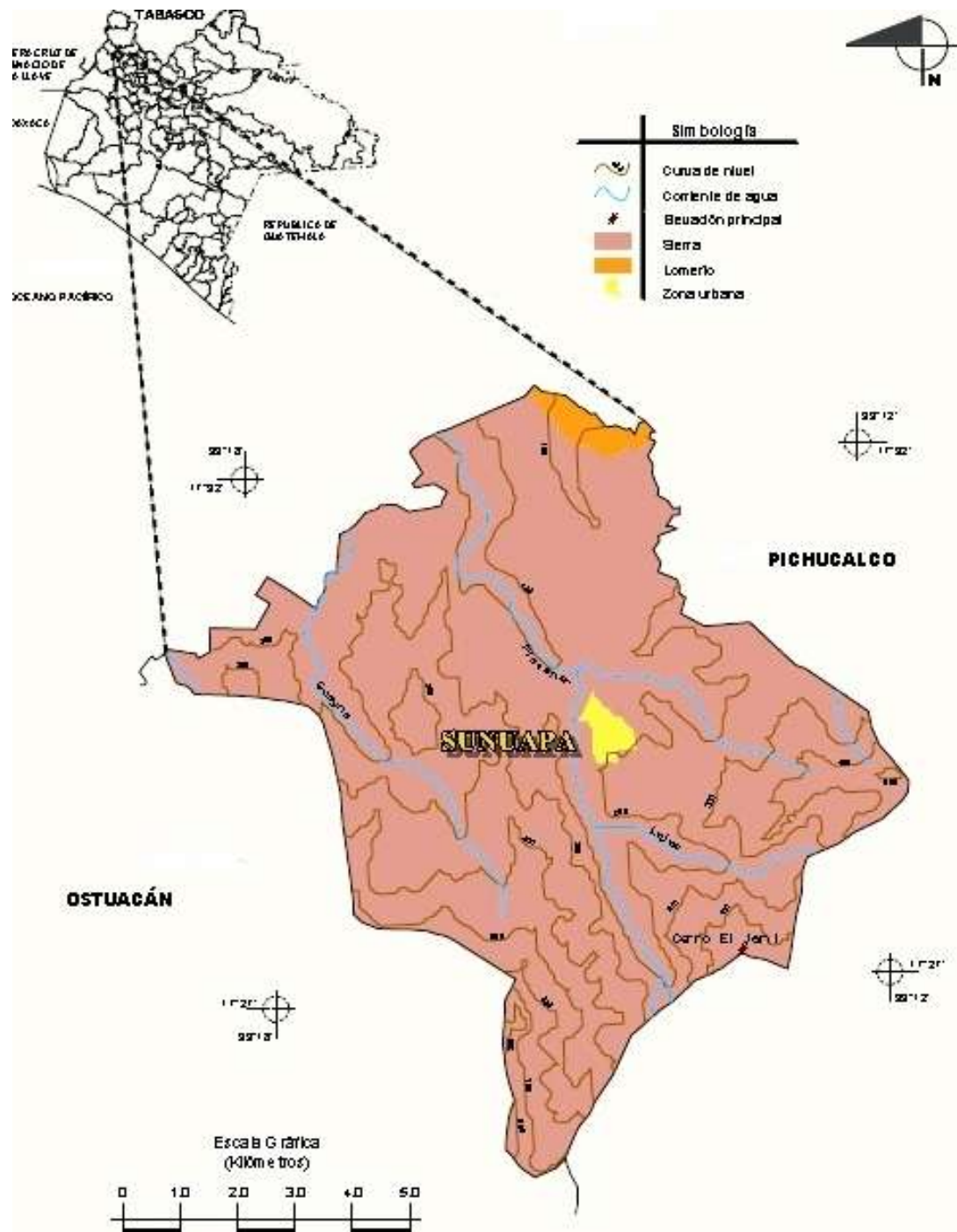


Figura 1.6. Ubicación del municipio de Sunuapa, Chiapas (INEGI, 2012).

### 1.6. Vías de comunicación.

La zona de estudio tiene acceso principal proveniente de la Ciudad de México con dirección a Puebla, se continúa hacia Veracruz-Llave sobre la carretera federal numero 180D hacia Tabasco, se continúa por Coatzacoalcos-Cárdenas/México siguiendo la carretera hacia Villahermosa/Cancún; al encontrarse en el estado de Chiapas, se llega al poblado de Constitución, y posteriormente al municipio de Sunuapa, Chiapas (Figura 1.7).



Figura 1.7. Acceso al municipio de Sunuapa (Google maps, 2014).



### *1.7. Trabajos previos geológico-petroleros.*

La importancia de los estudios realizados en esta zona se debe a la existencia de grandes yacimientos de petróleo, los cuales se han estudiado principalmente mediante sísmica 2D y 3D, así como con la perforación de pozos que han brindado más información sobre la zona.

Desde el año 1921 se han escrito innumerables trabajos geológicos de la región sureste de México, en su mayoría describen el tipo de litología, espesores de columnas litoestratigráficas, y algunos otros esbozan la evolución sedimentológica de la región (PEP, 2003).

Las compilaciones sobre la estratigrafía y paleogeografía de la Península de Yucatán y norte de Centroamérica incluyen los trabajos de Bishop (1980) y Viniegra (1981). Winkler y Buffler (1988) discuten la paleogeografía del Golfo de México desde el Jurásico hasta el Cretácico Medio. López (1983) en su trabajo sobre la geología de la República Mexicana, expone en el volumen 3, la geología petrolera del Sureste de México.

En 1984 Cabrera-Castro y Lugo-Rivera publican “Estratigrafía-Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México,” dónde se describe la bioestratigrafía y sedimentología de las cuencas.

Los volúmenes del Golfo de México (Salvador, 1991) y el Mar Caribe (Dengo y Case, 1990), publicados por la Sociedad Geológica de América (GSA) resumen detalladamente el conocimiento geológico regional de fines de los 80's, cubriendo las cuencas de Comalcalco y Macuspana que tienen más influencia en el sureste de México.

Durante la década de los 80's importantes trabajos se enfocaron a establecer el origen y evolución tectónica del Golfo de México y la región del Caribe (Salvador y Green, 1980; Pindell y Dewey, 1982; Anderson y Schmidt, 1983; Duncan y Hargraves, 1984; Buffler y Sawyer, 1985, Pindell, 1985; Klitgord y Schouten, 1986; Dunbar y Sawyer, 1987; Pindell y Barret, 1990). Si bien existen discrepancias, estos trabajos fueron los responsables para que la atención se enfocara en los temas más importantes respecto a las reconstrucciones pre-rompimiento, así como a la cinemática y cronología del desarrollo tectónico del Golfo y el Caribe.

De mediados a fines de los 90's se publicó nueva y abundante información geológica y de subsuelo relacionada con la exploración en una serie de volúmenes de conferencias patrocinadas conjuntamente por American Association of Petroleum Geologists (AAPG) y Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP). Pemex ha publicado dos volúmenes en los que se describen las reservas de los hidrocarburos de México, con discusiones detalladas de muchos campos en el sureste de México (Pemex, 1999).

---

---

*CAPÍTULO II.*  
*MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.*

---

---

## *CAPÍTULO II.*

# *MARCO GEOLÓGICO REGIONAL.*

### *2.1 Marco geológico del área Chiapas-Tabasco.*

La Provincia Petrolera Sureste Terrestre, específicamente en el área Mesozoica de Chiapas-Tabasco, se presenta un marco geológico complejo, mismo que ha evolucionado a partir del Ordovícico-Silúrico (Paleozoico) hasta el Holoceno (Cenozoico); donde aflora una amplia secuencia del Mesozoico, Cenozoico constituida por rocas sedimentarias marinas que se encuentran plegadas y afalladas, que a su vez descansa sobre un basamento cristalino del Precámbrico y Paleozoico aflorando al suroeste de la misma región, en donde las rocas cristalinas forman un complejo batolítico y metamórfico; sin embargo la mayor parte de las edades radiométricas obtenidas de muestras de rocas intrusivas revelan una edad paleozoica para los principales eventos de intrusión ígnea que constituye el núcleo de la Sierra de Soconusco (Mullerried,1957).

En el extremo sureste de la Sierra de Soconusco aflora una secuencia sedimentaria del Paleozoico Superior que ha sido reconocida en el área de Chicomuselo y que se extiende hasta Guatemala (Hernández, 1973). En gran parte del borde nororiental aflora una importante secuencia continental formada de areniscas, conglomerados, limolitas y lutitas de color rojo, cuyos afloramientos alcanzan la zona del istmo de Tehuantepec, así como el borde oriente del sector sur de la Sierra Madre Oriental. Esta secuencia ha sido denominada como Formación Todos Santos, y constituye la base del paquete mesozoico que aflora principalmente en Chiapas con un intervalo estratigráfico que varía del Triásico al Jurásico (Mullerried, 1957; Gutiérrez, 1956; Castro, et.al.,1975; López,1979).

En la parte central de Chiapas, sobre la Formación Todos Santos, descansa una secuencia sedimentaria marina del Jurásico Superior que está formada por calizas de facies someras con algunas intercalaciones de sedimentos continentales. Los sedimentos del Tithoniano registran ambientes de plataforma abierta con fauna pelágica, sobre todo en la zona donde convergen los estados de Chiapas, Oaxaca y Veracruz; en tanto que al sureste de Chiapas las facies se vuelven más arenosas (Castro *et al.*, 1975).

Durante el Oxfordiano, se ha interpretado, la existencia de una cuenca salina que ocupa gran parte de la actual Sierra de Chiapas, la llanura costera del Golfo sur y la Plataforma continental de Tabasco. Estos depósitos salinos jugaron un papel muy importante en la deformación de la secuencia mesozoica posterior y en el desarrollo de trampas petroleras del país.

En el estado de Chiapas afloran abundantes sedimentos calcáreos del Cretácico Superior, debido a la transgresión marina de inicios del Cretácico que muestra facies de banco con calizas periarrecifales y fragmentos de rudistas (Castro *et al.*, 1975), así como el desarrollo de depósitos de talud en una franja que bordeaba el gran banco calcáreo (Viniestra, 1981). Esta franja se puede localizar en el subsuelo en gran parte del Estado de Tabasco, y en porciones del noreste de Chiapas y la plataforma marina de Campeche, en donde esta clase de sedimentos son importantes productores de hidrocarburos.

Durante el Paleógeno se inicia la sedimentación terrígena marina, la cual es producto del levantamiento de la porción occidental de México y el plegamiento de la Sierra Madre Oriental, en tanto que en la Península de Yucatán continuaba el depósito de carbonatos con la emersión paulatina de su parte central.

En el subsuelo de la Llanura Costera del Golfo se desarrollaron dos cuencas terciarias (Comalcalco y Macuspana) separadas por los pliegues de Villahermosa (García, 1994), como resultado del fallamiento normal de la sierra de Chiapas hacia el noreste. En el pasado esta provincia también fue llamada “Horts de Villahermosa” o “Alto de Villahermosa” (Santiago y Mejía, 1980).

Los pliegues de Villahermosa están desarrollados en secuencias de carbonatos del Mesozoico y Paleógeno, equivalentes en el tiempo a las facies de plataforma carbonatada que afloran en la Sierra de Chiapas y la plataforma de Yucatán (Michaud, 1984).

Los bajos gradientes geotérmicos actuales que predominan en algunas áreas permiten que se conserven hidrocarburos líquidos a profundidades superiores a 6 km. El gradiente geotérmico del área es de 23 °C/km, aunque se tienen grandes extensiones, donde predominan gradientes menores a 20 °C/km y otras con gradientes mayores a 26 °C/km (PEMEX, 2013). La conceptualización en tiempo y espacio que se tiene actualmente sobre los fenómenos de generación, migración y acumulación de la Cuenca del Sureste, ha permitido discriminar áreas sin importancia petrolera y se ha podido pronosticar el tipo de hidrocarburos y su gravedad API, aún antes de iniciar la perforación (González y Holguín, 1992).

## *2.2 Marco sedimentológico-estratigráfico*

La columna estratigráfica del área Mesozoica Chiapas-Tabasco comprende una secuencia con un espesor mayor a 10,000 [m]. En el área la secuencia estratigráfica perforada, comprende rocas que varían en edad desde el Calloviano hasta el Mioceno Superior (Formación Paraje Solo) (Figura 2.1). Las rocas cortadas en los pozos profundos de la región, correspondientes al Calloviano-Kimmeridgiano, son típicas de depósitos de aguas someras de plataforma con alta energía y poseen las condiciones petrofísicas necesarias para constituir una roca almacén (Santiago et al., 1984).

### *Jurásico Medio(Calloviano)*

Presenta un espesor aproximado de 1000 [m], constituido principalmente de depósitos evaporíticos (sal), acumulados durante la apertura del Golfo de México, los cuales pueden ser contemporáneos a la sal Laguán depositada durante el Calloviano en la región norte del Golfo de México (Salvador, 1987).

### *Jurásico Superior (Oxfordiano)*

Con un espesor aproximado de 500 [m], está constituido por anhidrita nodular con porciones micríticas dolomitizadas (microdolomía), micritas con pseudomorfos de yeso e incipiente dolomitización, depositados en un ambiente de sabkha (facies de supramarea).



*Jurásico Superior (Kimmeridgiano)*

La base del Kimmeridgiano está constituida por una alternancia de dolomías y anhidritas, con un espesor del orden de los 700 [m], que constituyen la prolongación de las facies evaporíticas. La cercanía con el área de Yucatán aporta terrígenos rojizos que se encuentran interestratificados con los carbonatos; estos terrígenos son más abundantes hacia la base de la columna. La parte más joven consiste en calizas que forman bancos oolíticos en un ambiente de plataforma interna; en algunos lugares del área productora estas calizas están completamente dolomitizadas.

*Jurásico Superior (Tithoniano)*

El espesor para el área de Chiapas-Tabasco va de 660 [m], reduciéndose a 84 [m], en el área de Coboxicalango, donde las calizas tienen un mayor contenido de arcilla; depositadas en un mar profundo con un alto contenido de materia orgánica, principalmente de tipo algáceo, con pequeñas cantidades de material leñoso y carbonoso, hacia los márgenes se incrementa la cantidad de material amorfo, maderaceo y sapropelítico.

### Cretácico Inferior

Con un espesor de 950 [m], consiste en calizas que presentan tres facies; la primera formada por calizas depositadas en un ambiente marino profundo, las cuales se encuentran naturalmente fracturadas resultando productoras; la segunda son brechas depositadas en el talud como flujos turbidíticos distales; y la tercera son calizas en ambiente de plataforma de la Formación San Ricardo.

- *Formación San Ricardo.*

Dentro del sistema petrolero es una importante secuencia sedimentaria, constituida por anhidrita nodular con porciones micríticas dolomitizadas (microdolomía), micritas con pseudomorfos de yeso e incipiente dolomitización, depositada en un ambiente de shabkha (facies de supramarea) (Bello, 1991).

El Tithoniano está formado por sedimentos de microdolomías y mesodolomías, micritas, micritas fosilíferas, depositados en un ambiente lagunar, mientras que la facies de inframarea somera, está constituida por micritas fosilíferas arcillo-limosas provenientes del propio ambiente lagunar. Las características litológicas del Cretácico Inferior corresponden a dolomías micro y criptocristalinas, variando a mesocristalinas, así como a packstone y grainstone de pellets, oncolitos y bioclastos.

### Albiano-Cenomaniano

El espesor que presenta es del orden de los 1,050 [m], consiste en calizas de un ambiente de mar abierto, calizas brechoides depositadas en el talud como flujos proximales y distales, así como por calizas de un ambiente de plataforma, que en su conjunto conforman a la Formación Cantelhá.

- *Formación Cantelhá (Albiano-Cenomaniano)*

Está constituida por mudstone parcialmente dolomitizado, wackestone de bioclastos y foraminíferos bentónicos, wackestone-packstone de foraminíferos bentónicos y bioclastos, así como estratos de packstone recristalizado de intraclastos, pellets y bioclastos; la unidad cambia lateralmente a facies postarrecifales constituidas por floatstone de rudistas en matriz de packstone a grainstone de intraclastos y bioclastos.

### Cretácico Superior

El espesor es del orden de 750 [m], consiste en calizas fracturadas de un ambiente de mar abierto, que cambia de facies a flujos de brechas depositadas en el talud y a calizas de un ambiente de plataforma.

Existen tres formaciones características del Cretácico Superior en la zona Chiapas-Tabasco, las cuales se describen a continuación de la más antigua a la más joven.

- *Formación Agua Nueva (Turoniano)*

El Cretácico Superior está constituido por packstone a wackestone de bioclastos, peloides e intraclastos ligeramente dolomitizados; en su cima, se tienen intercalaciones de packstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, que cambian lateralmente a rudstone de rudistas y corales principalmente, así como brechas gruesas en una matriz con fauna planctónica.

- *Formación San Felipe (Santoniano-Cenociano)*

Está constituida por mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos, ligeramente arcillosos, en partes dolomitizados, con escasas microestilolitas selladas por calcita, con pobre a regular impregnación de aceite pesado en porosidades de tipo intergranular, móldica y en fracturas, con delgadas intercalaciones de horizontes de bentonita y fragmentos de pedernal; la Formación San Felipe fue depositada en un ambiente de cuenca.

- *Formación Méndez (Maastrichtiano-Campaniano)*

Su espesor varía de los 100 a los 250 [m], está formada por lutitas arenosas calcáreas, que alternan de mudstone a wackestone de foraminíferos planctónicos que contienen delgados estratos de margas rojizas, con escasas microfracturas, así como por wackestone-packstone de bioclastos e intraclastos con poca impregnación de aceite.

Se caracteriza por cuerpos bien definidos de marga roja y dura, con intercalaciones de mudstone brechoide. La Formación Méndez, por su litología y contenido faunístico, se interpreta como facies de mar abierto.

### Paleógeno

Su espesor varía de 1,860 a 800 [m], está formado por una gran secuencia de lutitas con intercalaciones de areniscas. El Eoceno Medio e Inferior consistente de lutitas con delgadas intercalaciones de calizas y dolomías, el Oligoceno está constituido por un gran cuerpo de lutita bentónica y delgadas areniscas arcillosas.

### Neógeno

Esta constituido de terrígenos arcillo-arenosos depositados en un mar profundo. Su máximo espesor es del orden de los 3200 [m] y las formaciones que la integran son Paraje Solo, Tierra Colorada y Filisola.

- *Formación Paraje Solo (Plioceno)*

Esta formación se compone de una alternancia de lutitas, areniscas, lutitas arenosas y calcáreas de color gris verdoso a gris oscuro, de suaves a semiduras.

Las areniscas son de grano grueso y gradúan en ocasiones a gravilla de cuarzo, se presentan también cuerpos de arena de grano fino a medio color gris claro, y capas de areniscas cementadas por material calcáreo con presencia de material carbonoso y fragmentos de moluscos.

El espesor de esta formación es muy variable y estratigráficamente es difícil separarla de la Formación Filisola, que se encuentra subyaciéndole, pues sus características litológicas son muy similares, requiriéndose el criterio micropaleontológico para hacer dicha diferenciación.

- *Formación Tierra Colorada (Pleistoceno)*

Estratigráficamente pertenece al Pleistoceno, está constituida por depósitos de lutitas ricas en limolita; este paquete forma lechos intercalados con capas de areniscas, horizontes conglomeráticos de cuarzo y calizas, fuertemente intemperizados por la acción del clima subtropical a la cual han estado sujetos.

- *Formación Filisola*

Esta formación se compone de areniscas, muestra de ello es que su distribución es más reducida, el tipo de depósito es marino de poca profundidad y es interpretada debido a una regresión marina.

LOCALIDAD				CHIAPAS-TABASCO	
				COMALCALCO-MACUSPANA	
ERA	PERIODO SISTEMA	ÉPOCA	(SERIE)	FORMACIÓN	
CENOZOICA	CUATERNARIO	RECIENTE		ALUVIÓN	
		PLEISTOCENO		TIERRA COLORADA	
	TERCIARIO	MIOCENO	PLIOCENO		PARAJE SOLO *
			SUP.		FILISOLA *
			MED.		CONCEPCIÓN SUPERIOR * AMATE SUPERIOR *
		INF.		CONCEPCIÓN INF. * AMATE INF. *	
		OLIGOCENO	SUP.		CALIZA MACUSPANA ENCANTO DEPÓSITO *
			MED.		
			INF.		SEDIMENTOS TERRÍGENOS
		EOCENO	SUP.		LUTITAS CALIZAS DOLOMIÁS
			MED.		SAL (MEDIELLEN-JALUPA)
			INF.		
	PALEOCENO			LUTITAS	
	MESOZOICA	CRETÁCICO	SUPERIOR		MÉNDEZ * SAN FELIPE AGUA NUEVA *
MEDIO				DOLOMIÁS *	
INFERIOR				DOLOMIÁS Y CALIZAS DOLOMÍTICAS *	
JURÁSICO		SUPERIOR		CALIZAS DOLOMITIZADAS *	
		MEDIO		ARENAS EÓLICAS	
		INFERIOR		SAL	
				TODOS LOS SANTOS	

\*Unidadesproductoras

Figura.2.1. Cronoestratigrafía de la Zona Chiapas-Tabasco (Modificada de Santiago *et al*, 1984).

### *2.3 Marco geológico-estructural.*

En las cuencas terciarias del Sureste (Macuspana y Salina del Istmo) hay evidencia del carácter tectónico sedimentario de evaporitas, ya sea como inicio de la serie sedimentaria marina o bien como diapíros, cuya expresión máxima se tiene en la Cuenca Salina del Istmo (Santiago *et al.*, 1984). Los elementos estructurales que limitan la cuenca de Macuspana son: al este, la falla de Macuspana, y al oeste, la Falla de Frontera y la Cuenca Salina del Istmo; sus límites estructurales están representados por la Falla de Comalcalco al este y la falla del Istmo al oeste. Ambas cuencas tienen como límite al sur, el frente de la Sierra de Chiapas, aunque su límite tectónico no se ha podido definir, sin embargo la dirección de fallas y los ejes estructurales en la Sierra de Chiapas son de noroeste a sureste y en las cuencas terciarias, las fallas tienen una dirección nor-noreste-sur-suroeste, y el límite norte se encuentra en el actual Golfo de México (Méndez, 2007) (Figura 2.2).

En el Terciario se presentó un proceso de distensión que dio lugar a la reactivación de las fallas de Frontera, Palizada, Comalcalco y Macuspana; lo que provocó que las cuencas terciarias evolucionaran como grabens o fosas con aporte de sedimentos durante todo el Cenozoico (Santiago *et al.*, 1984).

El diastrofismo del Mioceno aunado a los efectos diapíricos de la sal, dieron lugar a fallas inversas que ponen a rocas de esta edad (o más antiguas) debajo de las del Cretácico Superior (Santiago *et al.*, 1984).



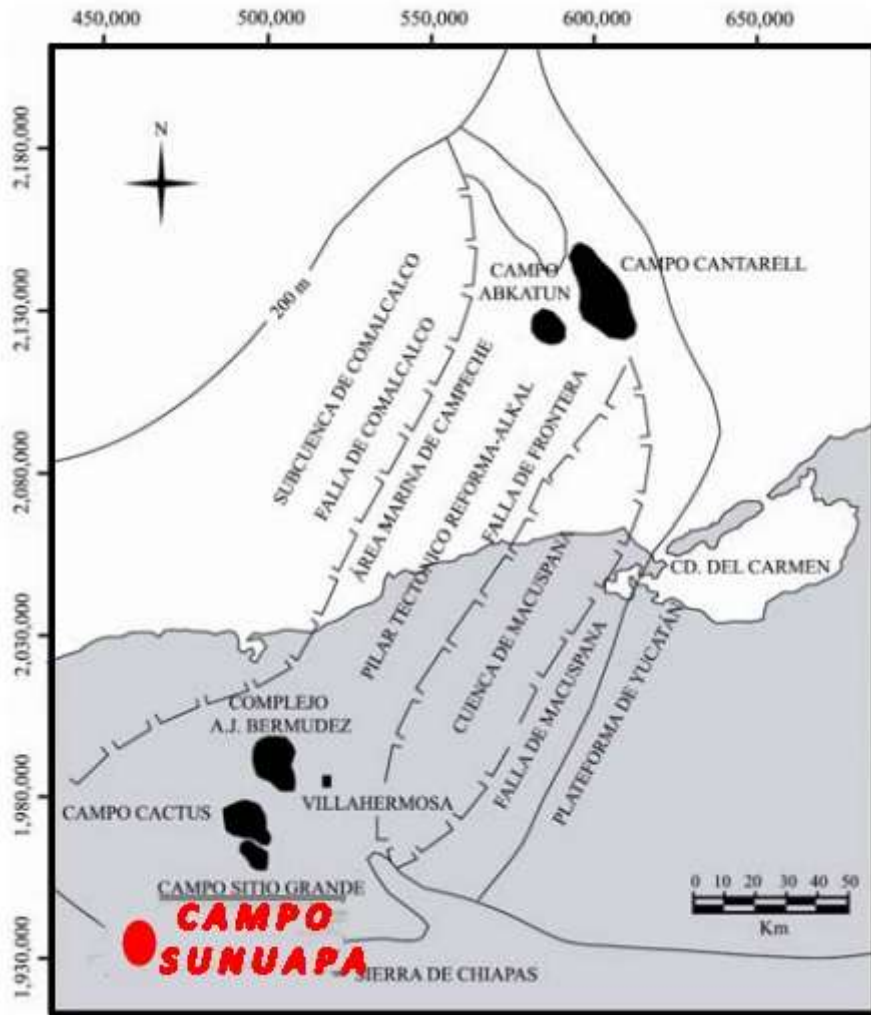


Figura 2.2. Unidades estructurales del sureste de México y ubicación de campos petroleros importantes en las Cuencas del Sureste (modificado de Santiago *et al.*, 1984).

El área mesozoica Chiapas-Tabasco forma parte de un cinturón plegado alojado dentro de las Cuencas Terciarias del Sureste, cuya sedimentación y deformación están controlados por elementos tectónicos de la Plataforma de Yucatán al norte y el Macizo Granítico de Chiapas y Plataforma Chiapaneca al sur.

Se considera que el depósito de las primeras rocas marinas ocurrió durante el Paleozoico sobre un basamento de naturaleza ígnea y metamórfica completándose la columna durante el Triásico, Jurásico, Cretácico y Terciario.

Las interrupciones y variaciones en el tipo de facies y deformaciones que las afectan, se atribuyen a los eventos diastróficos de la Orogenia Laramide en el cierre del Cretácico, a la perturbación Cascadiana de fines del Mioceno y al evento Chiapaneco del Plioceno; éstos dos últimos imprimieron la tectónica compleja de los plegamientos y sistemas de fallas normales e inversas (Santiago *et al.*, 1984).

El área Chiapas-Tabasco se interpreta como un horst, formado en rocas cretácicas principalmente, buzando al noroeste y cubierto por estratos terciarios, considerándosele como continuación de los plegamientos del Anticlinorio Norte de Chiapas, cuyas culminaciones ocurren en las áreas donde se localizan los campos petroleros Complejo Bermúdez, Cactus y Sitio Grande. Sus límites son elementos estructurales y fisiográficos denominados Falla Frontera y Cuenca de Macuspana al este, Falla Comalcalco y domos en la Cuenca Salina al oeste, plegamientos frontales o de la Sierra de Chiapas al sur y la plataforma continental del Golfo de México al norte (Santiago *et al.*, 1984).

---

El modelo de apertura del Golfo de México, menciona que esta provincia evolucionó a partir de una etapa de “rifting” que desarrolló altos y bajos de basamento en el Triásico Tardío-Jurásico Medio, pasando después a la etapa de dispersión de bloques continentales hasta principios del Cretácico Temprano. Durante esta etapa, el Bloque de Yucatán junto con el Macizo de la Sierra de Chiapas y la Cuenca del Sureste, se desplazaron rotando en contra de las manecillas del reloj hasta alcanzar su posición actual en el Barriasiano (Buffler y Sawyer, 1985; Salvador, 1987; Pindellet *al.*, 1985, 2002,2008).

*CAPÍTULO III.*  
*FLUJO DE TRABAJO EN LA*  
*CARACTERIZACIÓN INICIAL.*

---

---

## *CAPÍTULO III.*

# *FLUJO DE TRABAJO EN LA CARACTERIZACIÓN INICIAL.*

### *3.1. Importancia de la caracterización del yacimiento.*

Actualmente la optimización de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos juega un papel importante en la economía mundial. Por esta razón, al identificarse la presencia de un yacimiento que es económicamente rentable, se genera un plan de trabajo con el objetivo de maximizar el factor de recobro de los yacimientos.

Descubierto el yacimiento, es posible entrar a la última fase del proceso exploratorio: la evaluación de campos. Dentro de esta etapa se realizan los estudios necesarios para conocer con mayor detalle la anatomía interna del yacimiento, la cantidad de reservas de hidrocarburos que contiene, así como el esquema más rentable y racional para extraerlos.

En esta etapa la geología, la geofísica y la ingeniería de yacimientos tienen una participación fundamental conjunta. Es importante mencionar que en cada una de las etapas de este proceso exploratorio, se realiza un análisis económico con la finalidad de determinar la rentabilidad de las inversiones y destacar las áreas de mayor riesgo.

Para optimizar el proceso de producción de hidrocarburos en los campos petroleros, es necesario caracterizar correctamente el yacimiento, lo que involucra entender la estructura geológica del subsuelo y sus propiedades físicas, tal que, este conocimiento pueda ser incorporado en los modelos de simulación del yacimiento en los que se fundamentan las estrategias de explotación de los campos.

Normalmente la información previa en un proyecto de simulación de yacimientos está basada en resultados de los datos sísmicos, las medidas electromagnéticas y los registros en los pozos entre otros; pero esta información previa disponible, no permite la completa caracterización del yacimiento para obtener un modelo estático que satisfaga los datos de producción al momento de realizar la simulación numérica.

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar los elementos que constituyen y afectan el comportamiento de un yacimiento. Además juega un papel importante en la definición, de los detalles de la distribución de las rocas del yacimiento y el contenido de fluidos.

Para lograr esta meta, se cuenta con dos tipos de caracterización que representan dos etapas de estudio del yacimiento, siendo complementarias y secuenciales:

- ✓ Caracterización Estática
- ✓ Caracterización Dinámica

El modelo de caracterización del yacimiento incorpora la integración de las disciplinas técnicas de la exploración, la ingeniería de producción de yacimientos, la parte financiera, por lo general, se busca que logre su objetivo, antes o al menos, en la misma época de la fase de desarrollo del yacimiento petrolero, para definir un mejor entendimiento de su dinámica.

---

El incremento en la profundidad de los yacimientos, crea una necesidad constante de innovación en la tecnología de explotación. Para mejorar el conocimiento y dominio de los yacimientos localizados en áreas remotas, deben ser desarrollados nuevos instrumentos y metodologías (Figura. 3.1).

Se puede mostrar como ejemplo, las nuevas metodologías de integración sísmica 3D, donde se desarrolla e integra un proceso de optimización basado en el modelado avanzado, obteniendo diferentes resultados válidos. En este contexto, la caracterización de coacción sísmica ha mostrado ser un método eficaz para mejorar la calidad sísmica, en donde la importancia de los modelos generados ha aumentado de manera exponencial.

Sin embargo, a medida que la exploración disminuyó durante los años 80's, los profesionistas que se habían acostumbrado a hacer evaluaciones de exploración, giraron hacia la descripción de yacimientos para mejorar sus habilidades empleadas en su campo seleccionado.

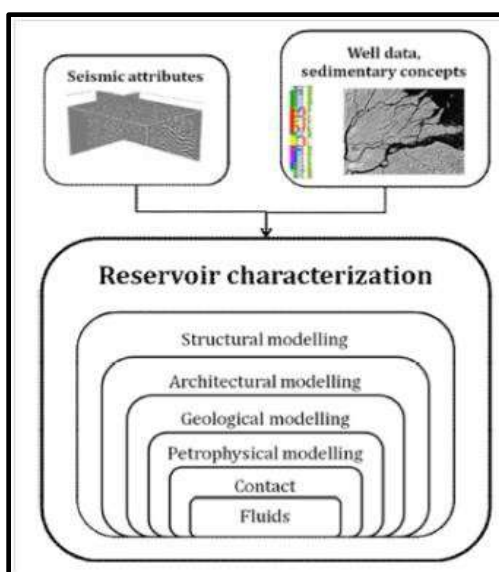


Figura.3.1 Metodología básica para la caracterización de un yacimiento, (PEMEX 2008).

Por lo tanto, se puede decir que de esta manera, el campo de caracterización de yacimientos es bastante complejo y desafiante, de hecho, las definiciones de caracterización de yacimientos ahora varían con base en las tecnologías disponibles para la caracterización y las habilidades de los técnicos involucrados en esta labor.

Halderson y Damsleth (1993), propusieron la siguiente definición: "El objetivo principal de la caracterización de yacimientos es el de engañar a la naturaleza para obtener más altas tasas de recuperación con menos pozos, en mejores posiciones, a costos mínimos mediante la optimización".

Entonces si se lleva a cabo una caracterización apropiada en un campo, y esto conduce a una mejora incremental de la producción más allá de lo que se esperaba, hay un valor económico en la caracterización.

Tomando como ejemplo, la caracterización de un campo que al principio se estimaba que contenía 100 MMBI recuperables; si se mejora la cantidad recuperable en un 5% adicional, se producirán 5 MMBI extras de petróleo. Las mejoras de producción pueden ocurrir por un mejor entendimiento de las complejidades geológicas del campo.

Este tipo de situaciones pueden ocurrir, ya sea, por una mejor evaluación geológica y/o por la aplicación de nuevas tecnologías; por ejemplo, una caracterización de yacimientos mejorada. También puede haber un comportamiento de la recuperación extra por procesos de recuperación adicional, como la recuperación de hidrocarburos; en muchos campos maduros se ha mejorado con el uso de la sísmica 3D, ya que aún a escala más fina se han determinado rasgos estratigráficos y estructurales que antes pasaron inadvertidos (Figura 3.2).



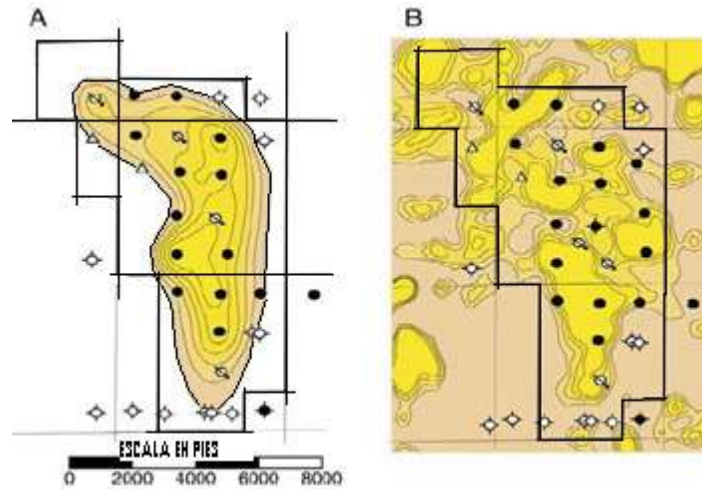


Figura.3.2. Caso A es un plano elaborado con sísmica 2D y 3D. El caso B es un plano del mismo campo pero elaborado con sísmica 3D (Sippel 1996 y Montgomery 1977).

Por esta razón, la caracterización de yacimientos se ha desarrollado, durante los últimos 15 años, de una evaluación simple de ingeniería a grupos de geólogos, geofísicos, petrofísicos e ingenieros petroleros que trabajan en equipos multidisciplinarios.

La caracterización estática del yacimiento dentro del ciclo de la vida de un campo, se considera importante en cuanto se realiza el descubrimiento del campo y están disponibles los primeros datos, por lo general de sísmica y todos los datos disponibles del pozo descubridor. Conforme se perforan más pozos se dispone de más información (Figura. 3.3).

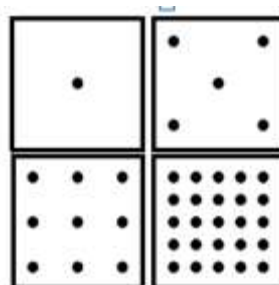


Figura.3.3. Representación de los pozos de un campo (puntos negros), 1-En el descubrimiento (izquierda superior), 2-Delimitación–producción primaria (derecha superior), 3-Producción primaria–secundaria (inferior izquierdo), 4-Por último Recuperación terciaria o perforación post relleno (inferior derecha) (Modificado de Al-Quahtani y Ershagi 1999).

### ***3.2. Flujo de trabajo.***

La caracterización de yacimientos es un proceso en curso, y éste debería ser actualizado conforme se van adquiriendo nuevos datos. Aún con un número grande de pozos perforados en el campo, es probable que no se tenga controlada la mayoría del área del mismo. El objetivo de un estudio de caracterización de yacimientos, es el de proporcionar un modelo geológico a ingenieros petroleros para la simulación del funcionamiento del yacimiento y para la planificación de los pozos.

#### *Modelo geológico.*

En esta etapa se define la geometría del yacimiento, se describen los parámetros petrofísicos para comprender en términos físicos y geológicos, el sistema de acumulación de hidrocarburos, sus límites tanto horizontales como verticales, así como las principales propiedades físicas, como por ejemplo, la porosidad, para poder cuantificar el volumen de hidrocarburos presentes en el yacimiento.

Este modelo queda definido mediante la interpretación estructural del yacimiento, así como de las rocas contenidas en él, los límites del yacimiento, sistemas de fallas (tipo de fallas, rumbo y echado de las mismas). A la realización del modelo geológico se le denomina también, caracterización estática, en éste se definen las características físicas del volumen de roca y condiciones estáticas.

Dentro de la caracterización estática de un yacimiento se pueden elaborar o incluir los siguientes modelos:

- Modelo estratigráfico
  
- Modelo sedimentológico

- Modelo estratigráfico-estructural
- Modelo petrofísico
- Modelo estadístico

En este trabajo se ejemplifica el flujo de trabajo que conlleva la construcción de un modelo sedimentológico–estratigráfico de un campo petrolero, para ello se define el uso de cada información en sus respectivos modelos.

#### Modelo estratigráfico

Este modelo provee un marco estratigráfico mediante la correlación de los reflectores intrayacimiento de los cuerpos de interés que lo conforman, apoyándose en correlaciones litológicas, pozo-pozo, análisis cronobioestratigráfico y análisis de estratigrafía secuencial. Permite identificar límites de secuencia y superficies de máxima inundación; secuencias y para-secuencias, Figura. 3.4.

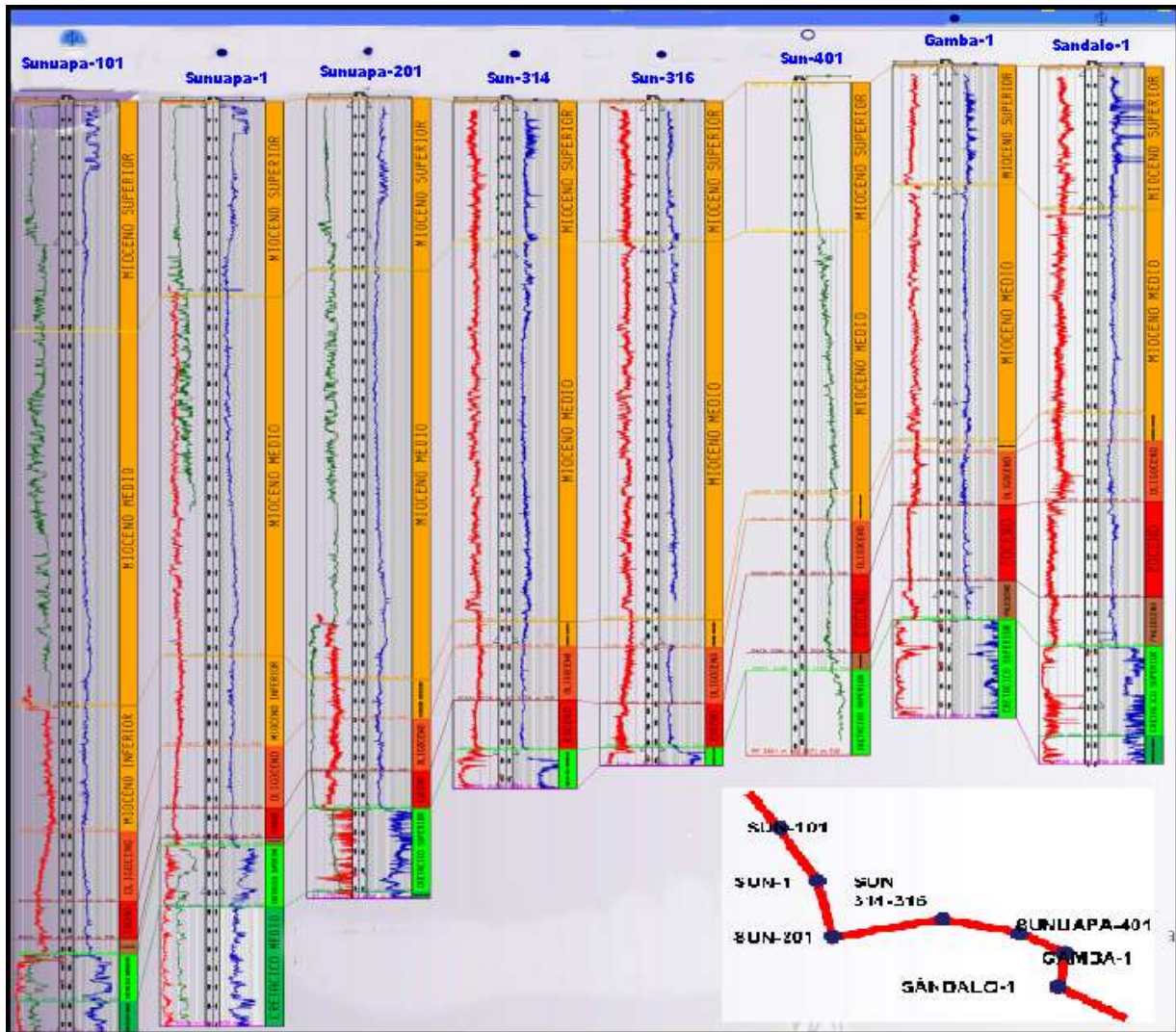


Figura 3.4. Correlación del campo Sunuapa mediante registros de pozos (PEMEX 2013).

### Modelo sedimentológico

Usa un análisis de las facies para definir ambientes e identificar unidades sedimentarias, la geometría de los cuerpos y la calidad de los depósitos, que facilitan la caracterización de unidades de flujo y delimitación de los intervalos de producción (Figura 3.5). El análisis de núcleos provee información clave para la caracterización de yacimientos.

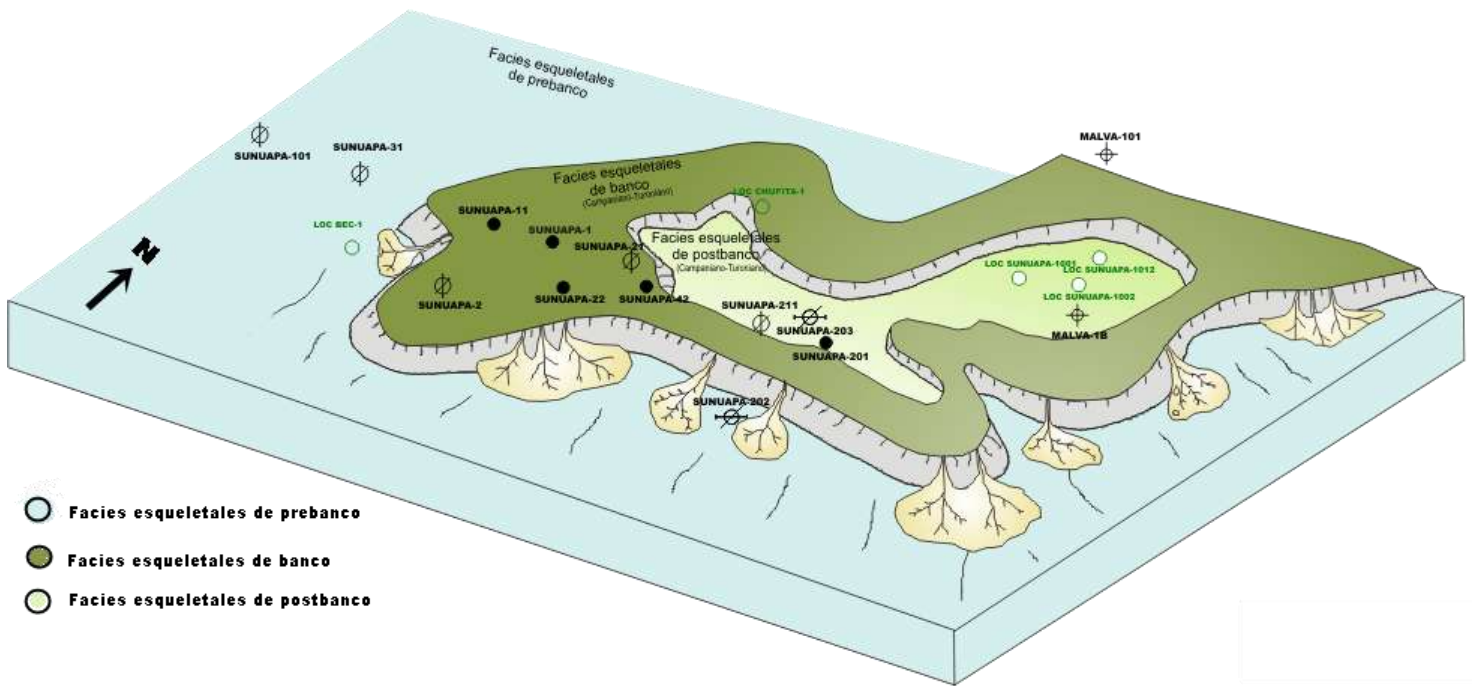


Figura.3.5 Modelo sedimentario del Campaniano-Turoniano del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).

El modelo sedimentológico complementa y calibra los modelos estratigráficos y estructurales, además de las propiedades de la roca para la caracterización petrofísica final.

Si la resolución de la sísmica lo permite (correlación sísmica-pozo, análisis de atributos), se busca obtener proveer información de las propiedades del yacimiento como: espesores, saturación de agua, permeabilidad y porosidad.



*Modelo estructural*

Se determina mediante la información sísmica con base en la identificación de los horizontes cima y base del yacimiento, definiendo orientación y geometría de los elementos estructurales, tales como fallas y pliegues; se delimitan las estructuras o cierres que confinan la acumulación.

Incluye la revisión del marco regional y del marco local, para determinar y generar planos de fallas, mapas estructurales, mapas de compartimentos, en donde ocurre esta situación. (Figura 3.6).

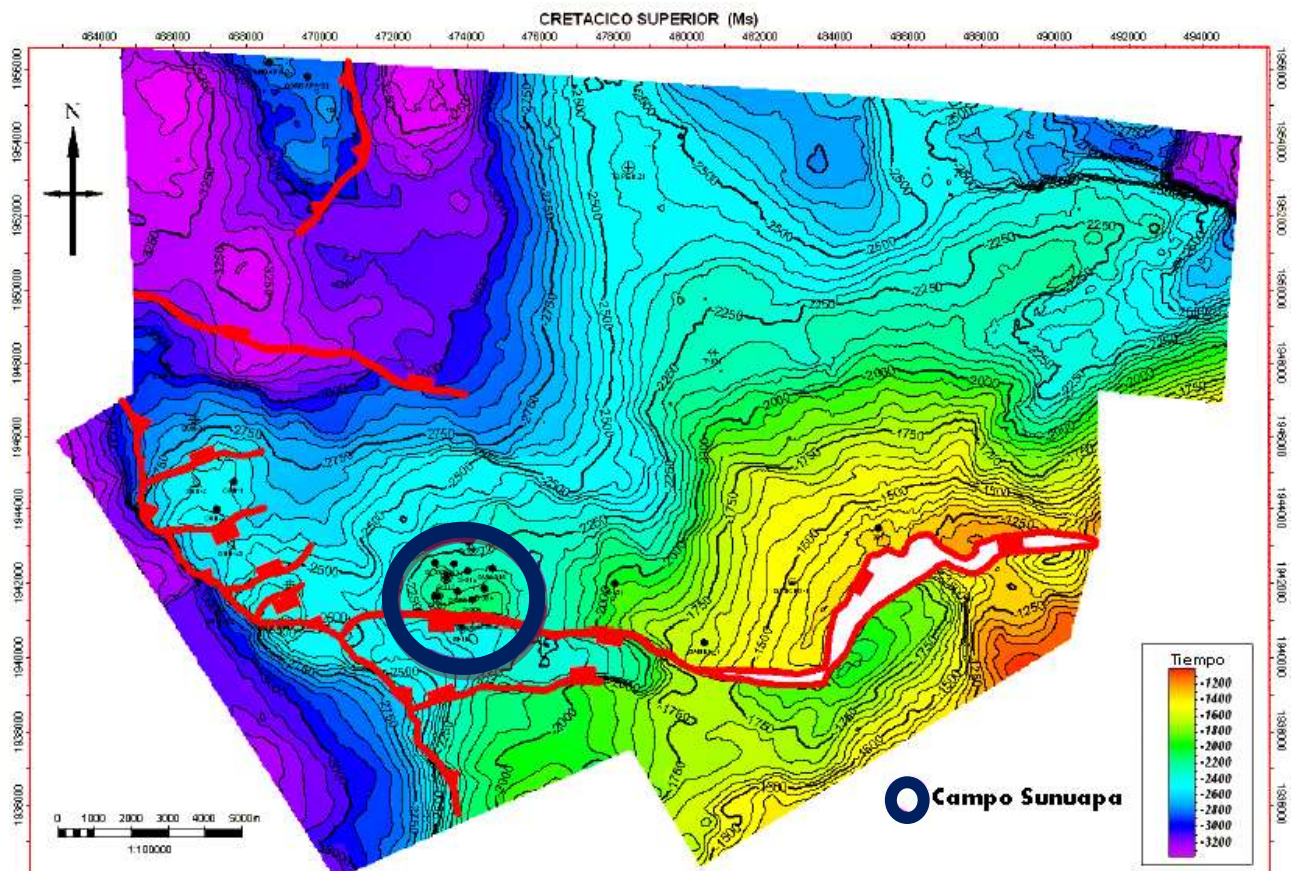


Figura 3.6. Mapa de configuración estructural del campo Sunuapa para el Cretácico Superior (PEMEX, 2013).

Cuando se dispone de sísmica de alta resolución se pueden delimitar trampas estratigráficas sutiles, tales como acuñamientos, capas delgadas, etc.

### Modelo petrofísico

Consiste en la interpretación cuantitativa de los registros de pozo para determinar algunas de las características principales de las rocas del yacimiento, tales como porosidad, saturación de agua, permeabilidad y contenido de arcillas de los depósitos.

Entender los fenómenos físicos que ocurren en las rocas, desde su formación, es fundamental para conocer qué cantidades o parámetros petrofísicos son posibles o necesarios medir en un yacimiento. Estudiar las propiedades físicas y procesos de las rocas en yacimientos petroleros se basan en el conocimiento y aplicación de las propiedades de los medios porosos.

Los datos de núcleos muestreados durante la perforación representan la base esencial para la calibración de los procesos interpretativos.

Los resultados de esas diferentes etapas se integran en un contexto (2D) o tridimensional (3D), para construir lo que se puede denominar un modelo geológico integrado del yacimiento.

Por una parte, representa el marco de referencia para calcular la cantidad de hidrocarburos in situ, y por otra, forma la base para la inicialización del modelo dinámico.

### Modelo estadístico

Se realizan mediciones de porosidad total y porosidad efectiva, permeabilidad horizontal y vertical, densidad de grano; con las permeabilidades vertical y horizontal, se calcula la relación kv/kh.

A cada una de estas propiedades se les realiza una gráfica de distribución estadística, la relación kv/kh muestra el tipo de distribución gaussiana, con un rango promedio entre 1 y 2; parámetro que indica que existe buena comunicación, tanto horizontal como vertical. Adicionalmente se deben realizar gráficos de permeabilidad vs porosidad discretizada por unidad de flujo.

### ***3. 3. Facies sedimentarias e interpretación paleoambiental.***

Los factores sedimentológicos a través de un amplio rango de escalas espaciales, van desde la granulometría hasta la continuidad del yacimiento. La comprensión de la historia sedimentaria de un yacimiento ofrece muchas ventajas a los especialistas involucrados en todas las etapas de la vida productiva del campo; desde la exploración hasta el abandono. La arquitectura de una cuenca y la fuente de los sedimentos inciden en la estrategia de exploración. Una vez iniciado el desarrollo de un campo, es posible describir la sedimentología de los yacimientos en diferentes escalas y a partir de una diversidad de fuentes (Schulumberger, 2003).

La determinación de las facies sedimentarias en la zona de estudio se basó tanto, en la información obtenida en los afloramientos durante el trabajo de campo como en el estudio petrográfico a detalle de 229 láminas delgadas.

Tanto la determinación del tipo de facies como el ambiente depositacional se estableció de acuerdo a las características texturales y componentes carbonatados (clasificación de Dunham, 1962) (Figura 3.7), y a la identificación de las estructuras sedimentarias presentes en las de las rocas.



Clasificación de Dunham (1962)						
Textura original reconocible					Componentes originales enlazados	CARBONATOS CRISTALINOS
Componentes originales no enlazados durante el depósito				Sin matriz y grano sostenido		
Con matriz (carbonato de tamaño arcilla o limo fino)			Granosostenida			
Sostenida por la matriz		Menos de 10% de granos				
Menos de 10% de granos	Menos de 10% de granos					
MUDSTONE	WACKSTONE	PACKSTONE	GRAINSTONE	BOUNDSTONE		
						

Figura. 3.7. Clasificación de Dunham (1962) basada en las diferencias texturales.

Las rocas carbonatadas, siempre y cuando sus rasgos texturales deposicionales sean suficientemente reconocibles, ofrecen información sobre el paleoambiente donde se formaron. Dicha interpretación se realiza tomando como referencia, modelos actuales de ambientes deposicionales de carbonatos, en medios continentales y marinos.

Wilson (1975) propone un esquema de 24 microfacies para rocas carbonatadas, que identifica con base en números (SMF-1 a SMF-24) (Figura 3.8). Este esquema considera las facies mas frecuentes en rocas carbonatadas y se basa en la clasificación de Dunham (1962) y en su contenido de aloquímicos.

Se agrupan en 10 Zonas de Facies estándar (ZF), que se caracterizan en lo general por diferentes atributos paleontológicos y sedimentológicos (petrológicos) que pueden ser determinados en cortes con el objeto de obtener una interpretación genética.

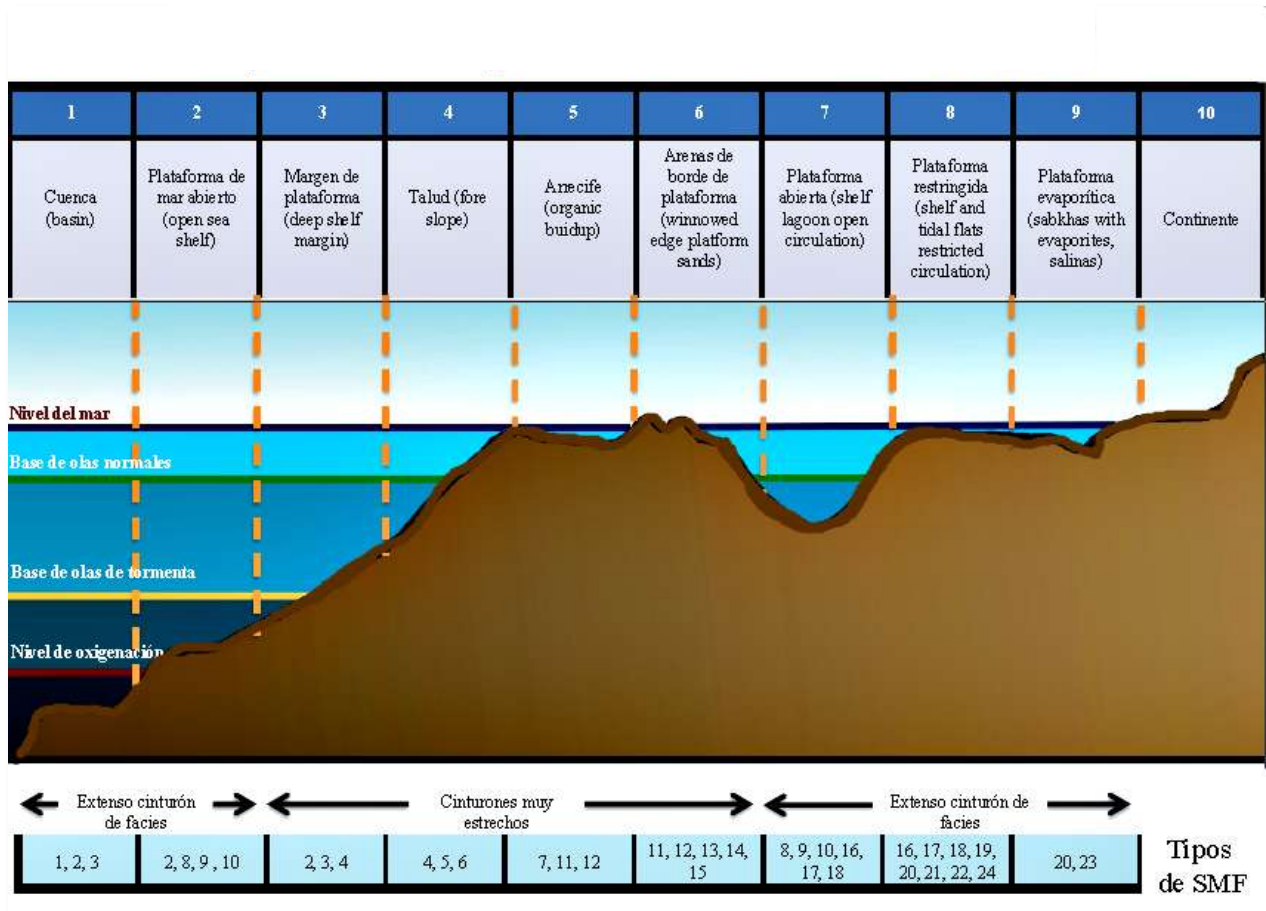


Figura. 3.8. Secuencia idealizada de Zonas de Facies estándar de Wilson (1975).

### *3.4. Distribución sedimentaria del campo Sunuapa.*

Los estudios litológicos realizados a los núcleos de los 14 pozos, de los cuales se cuenta con la información de 5 pozos, que se encuentran dentro del campo Sunuapa, tienen el principal objetivo de identificar las propiedades básicas de las rocas sedimentarias como son: textura, tamaño de grano, estructuras sedimentarias y composición de las formaciones almacenadoras, de modo que puedan ser usadas para predecir la geometría externa del yacimiento y la arquitectura interna, así como las interacciones potenciales entre las rocas y los fluidos; pero al tratarse de una extensa información, solamente se estudian los aspectos más importantes para el objetivo de caracterización de yacimientos.

A continuación se hace una breve descripción litológica general que se presenta en el campo Sunuapa, correspondiente a los pozos: GS-1, GS-2, GS-3, GS-4, GS-5. Por su parte las Figuras 3.9, 3.10, 3.11, 3.12, 3.13, 3.14, 3.15, 3.16, muestran los registros de resistividad de dichos pozos, así como una serie de imágenes de láminas delgadas destacando características importantes de algunos de los intervalos descritos.

## Descripción litológica del pozo GS-1, campo Sunuapa;

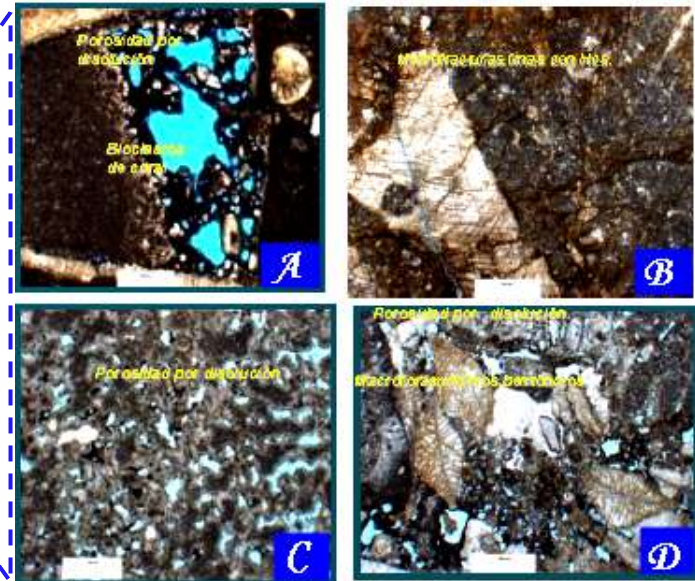
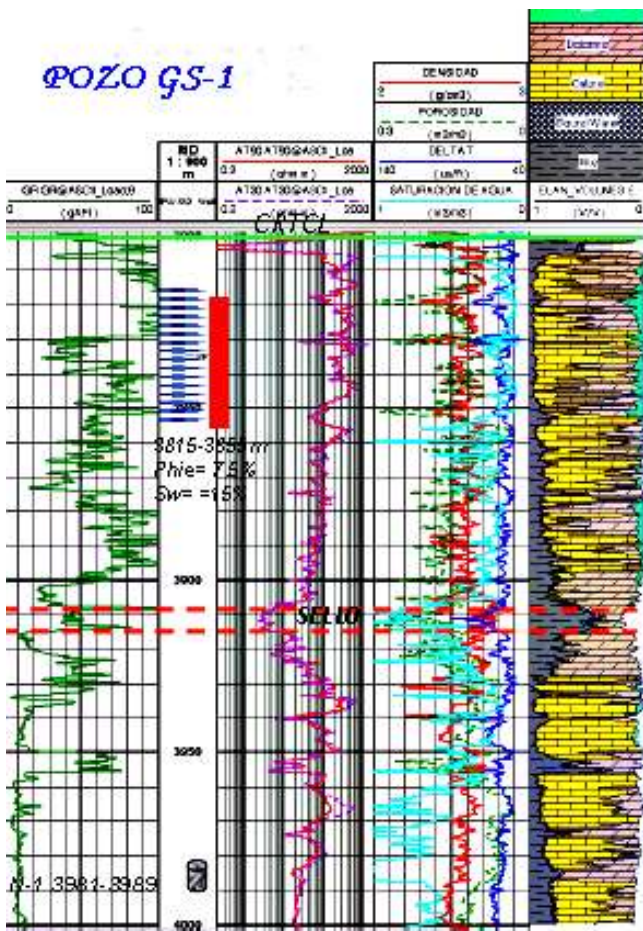


Figura 3.9. Registro de resistividad del pozo GS-1 y láminas delgadas del intervalo de interés. A. Porosidad por disolución en Bioclastos de coral., B. Microfracturas con hidrocarburos., C. Porosidad por disolución., D. Porosidad por disolución en microforaminíferos bentónicos.

El registro de resistividad del Pozo GS-1 está representado principalmente por texturas de rudstone – floastone en los intervalos., 3986 m. Packstone en partes wackestone de orbitoides, otros foraminíferos bentónicos, fragmentos de algas verdes, fragmentos de briozoarios y fragmentos de moluscos, de rudistas y escasos equinodermos, la porosidad es intergranular y en cavernas por disolución, con impregnación de aceite negro., 3988. Framestone de briozoarios, con abundantes orbitóididos, fragmentos de moluscos, restos de algas, e incipiente recristalización, la porosidad es de buena a regular de tipo secundaria, intergranular, en cavidades de disolución, fracturas y microfracturas.



Descripción litológica del pozo GS-2, campo Sunuapa:

POZO GS-2

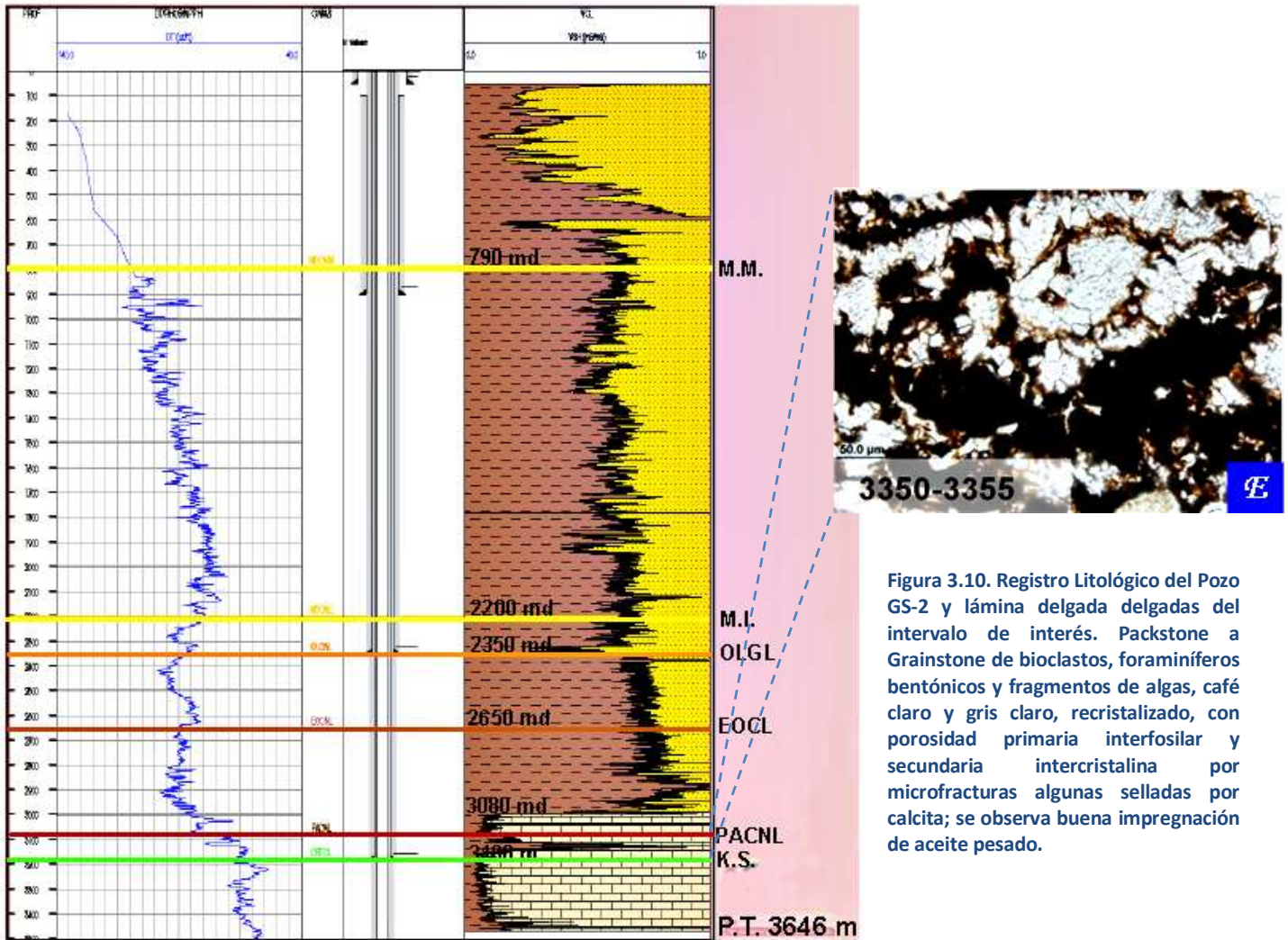


Figura 3.10. Registro Litológico del Pozo GS-2 y lámina delgada del intervalo de interés. Packstone a Grainstone de bioclastos, foraminíferos bentónicos y fragmentos de algas, café claro y gris claro, recristalizado, con porosidad primaria interfosilar y secundaria intercrystalina por microfracturas algunas selladas por calcita; se observa buena impregnación de aceite pesado.

El registro Litológico del Pozo GS-2 esta representado principalmente por los intervalos 50-2348m. Intercalaciones de arenisca de grano grueso a medio y lutita arenosa gris claro. 2348-3179 m. Intercalaciones de lutita gris verdoso; bentonita verde olivino. Hacia la base (Paleoceno) aproximadamente 25 m presenta cuerpos intercalados de mudstone color crema. 3179-3646 m. wackestone packstone y en partes floatstone de corales, fragmentos de rudistas, moluscos, gasterópodos, y escasos miliolidos.



Figura 3.11.F. Profundidad 3350 m. Porosidad intrafósilar en Radiolarios, presenta impregnación de hidrocarburos.



Figura 3.12. G-H. Profundidad 3350-3360 m. Cavidades interparticular con crecimiento de cristales de calcita presenta porosidad e impregnación de hidrocarburos.





## Descripción litológica del pozo GS-3, campo Sunuapa:

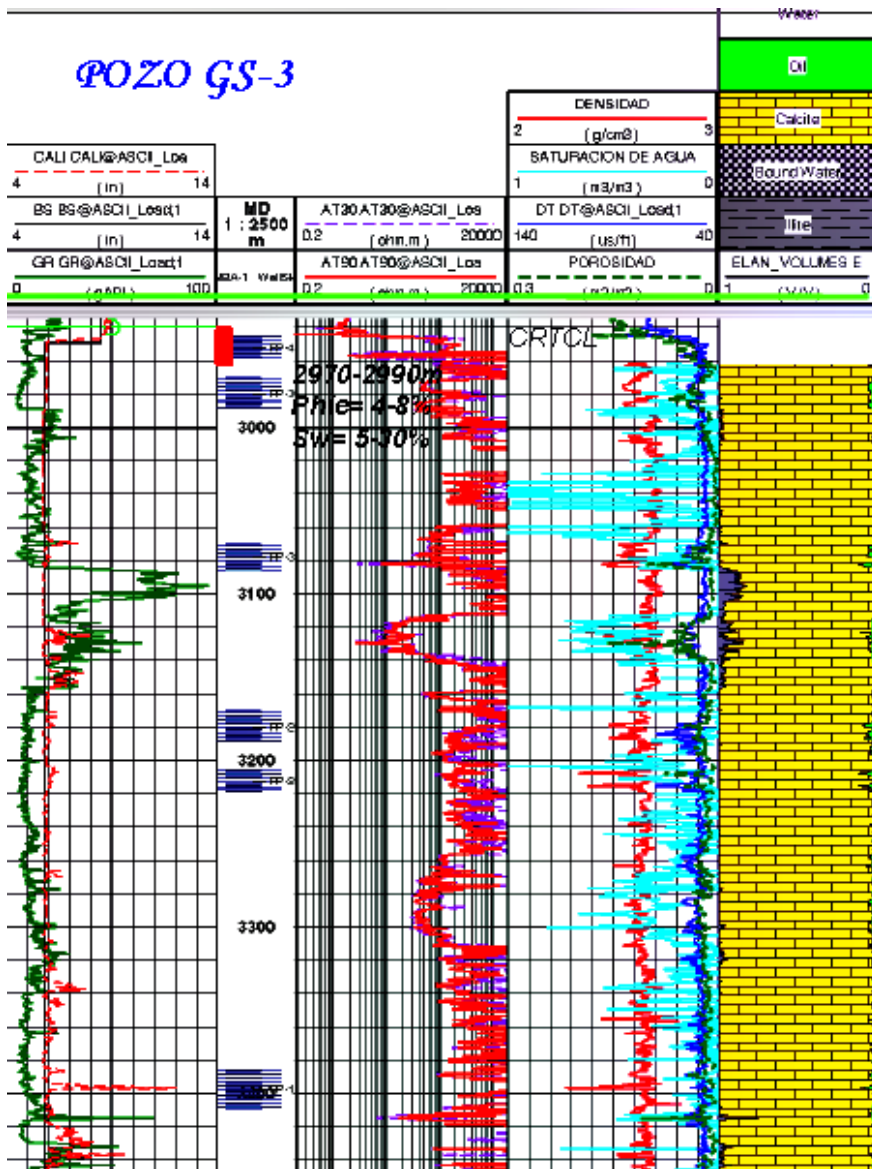


Figura 3.13. I-J. Brecha de caliza. Packstone a grainstone de bioclastos, ooides e intraclastos, sin porosidad visual. Se presentan esporádicas fracturas abiertas con impregnación de aceite residual.

El registro de resistividad del Pozo GS-3 presenta de 100-2060 m. Intercalaciones de arenisca de cuarzo gris claro de grano fino, lutita arenosa gris oscuro y lutita gris claro. 2060-2350 m, constituida por intercalaciones de lutita gris oscuro y gris claro, en menor cantidad arenisca gris de grano fino además se observan trazas de bentonita. 2350-2740 m, constituido de lutita gris y gris verdoso en partes de aspecto bentonítico con fragmentos de bentonita y mudstone blanco y crema de aspecto brechoide. 2740-2950-m, constituido por lutita gris claro. 2950-3250 m, constituido por intercalaciones de

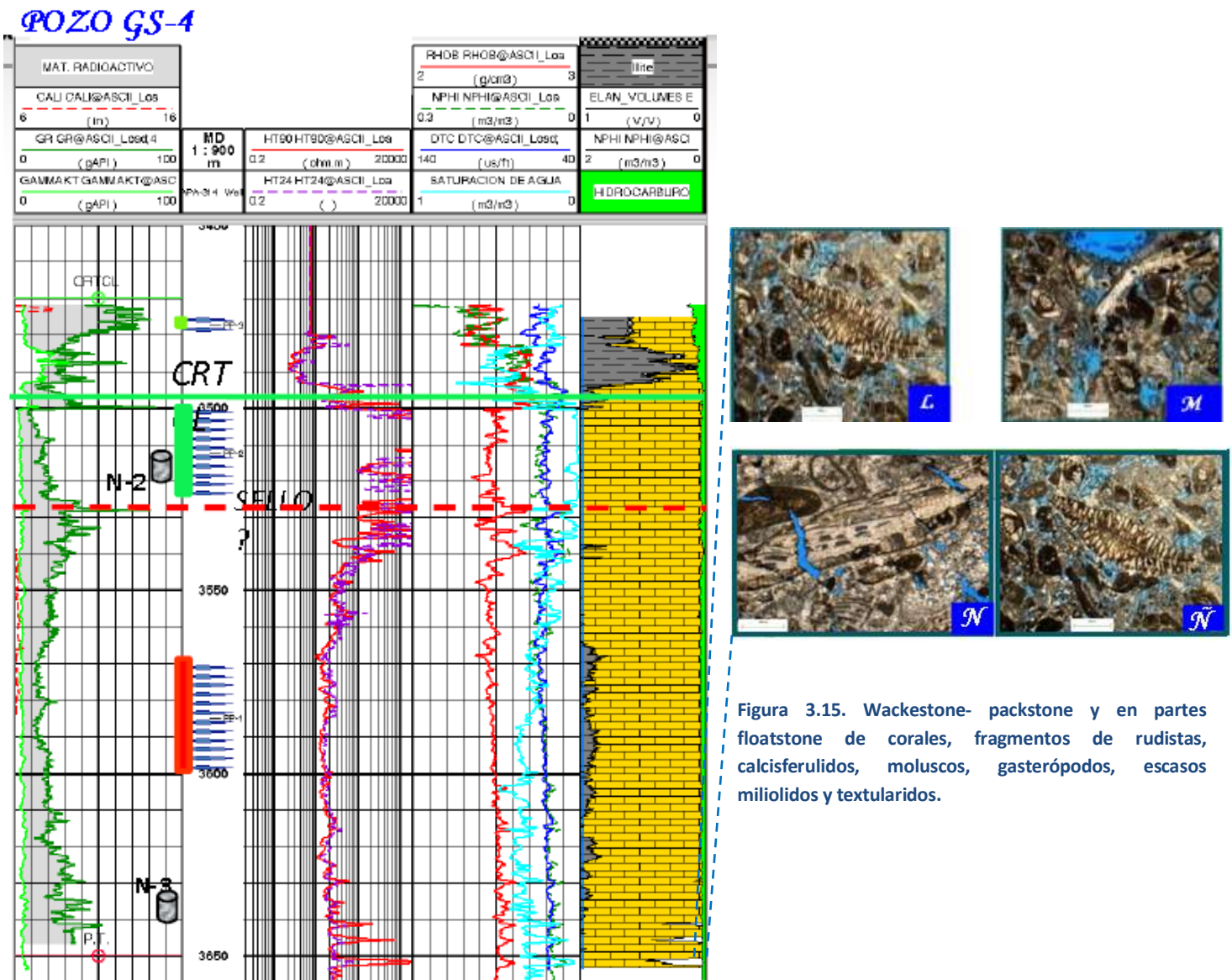
grainstone de ooides, intraclastos, peloides y bioclastos. Presenta escasa impregnación de aceite ligero en porosidad intercrystalina. También se puede observar un packestone de bioclastos e intraclastos y líneas microestilolíticas.



Figura 3.14.K. Espesor de 3100 m. wackestone blanco a crema con escasas microfracturas selladas por calcita.



## Descripción litológica del pozo GS-4, campo Sunuapa:



El registro de resistividad del pozo GS-4 presenta del intervalo, 50-2885 m. Intercalaciones de arenisca de cuarzo de grano medio y fino, arenisca gris de grano fino a medio y lutita arenosa gris verdoso. 2885-3385 m, constituida por lutita gris a gris verdoso en partes café, lutita arenosa gris a gris oscuro. Se observa pirita finamente diseminada. 3385-3650 m, hacia la cima se observa mudstone gris claro gris oscuro en partes de aspecto cretoso, hacia la parte media se observa un mudstone blanco a crema en partes café con micro fracturas selladas por calcita y ligera impregnación de aceite con fluorescencia amarillo claro, hacia la base se observa un mudstone a wackestone café oscuro con microfracturas selladas por calcita y ligera impregnación de aceite con fluorescencia amarillo claro.

Descripción litológica del pozo GS-5, campo Sunuapa

POZO GS-5

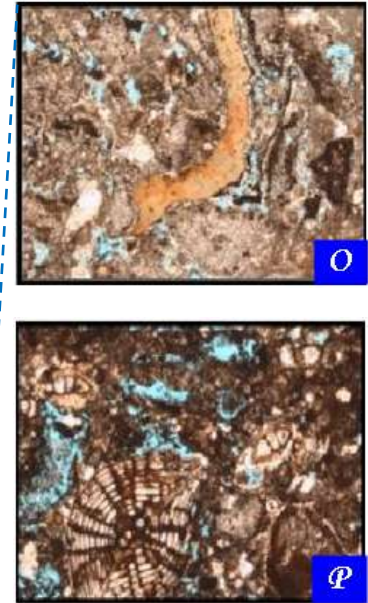
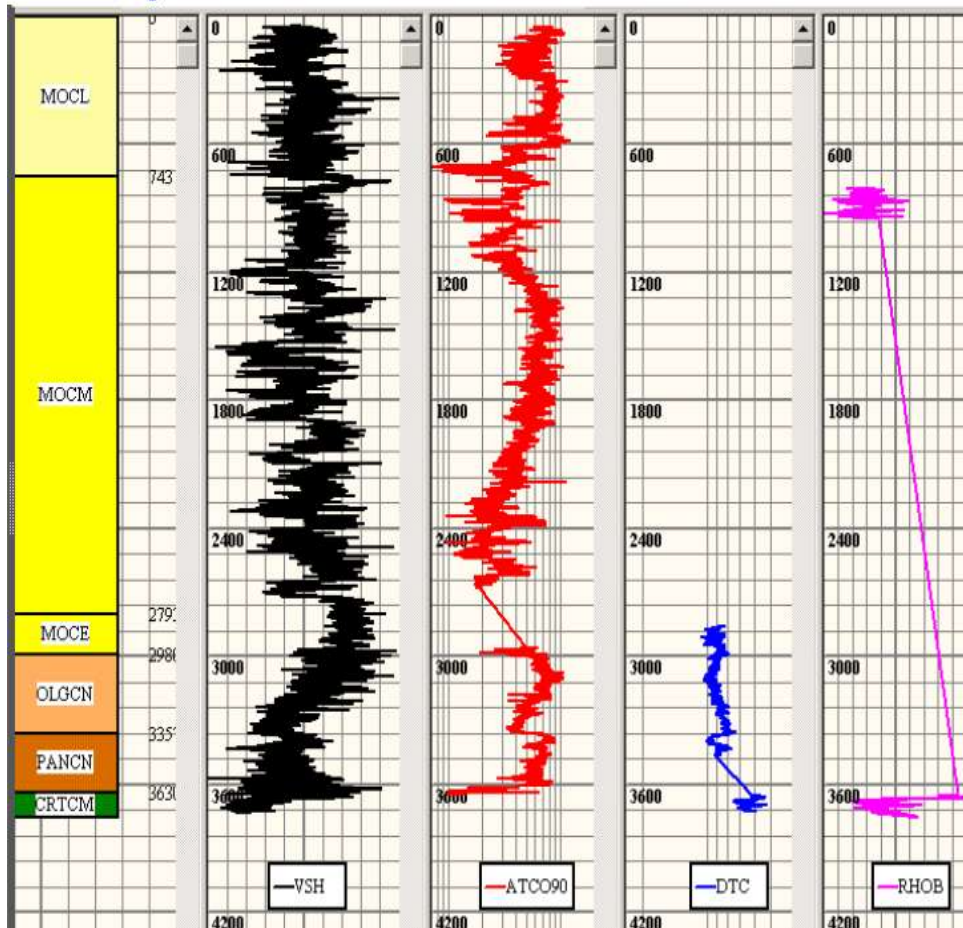


Figura 3.16. Lámina delgada del intervalo 3680-3688m. O-P. 3688m Packstone a Grainstone de briozoarios, moluscos.

El registro de resistividad del pozo GS-5 presenta del intervalo, 3683 m, packstone de bentónicos e intraclastos, café oscuro, de aspecto brechoide debido a fracturamiento parcialmente sellado por calcita y abundante recristalización con regular porosidad e impregnación de aceite residual y pesado. 3689 m, packstone de bentónicos e intraclastos, café oscuro, de aspecto masivo, compacto; presenta moderado fracturamiento sellado por calcita y, abundante recristalización con escasa porosidad.

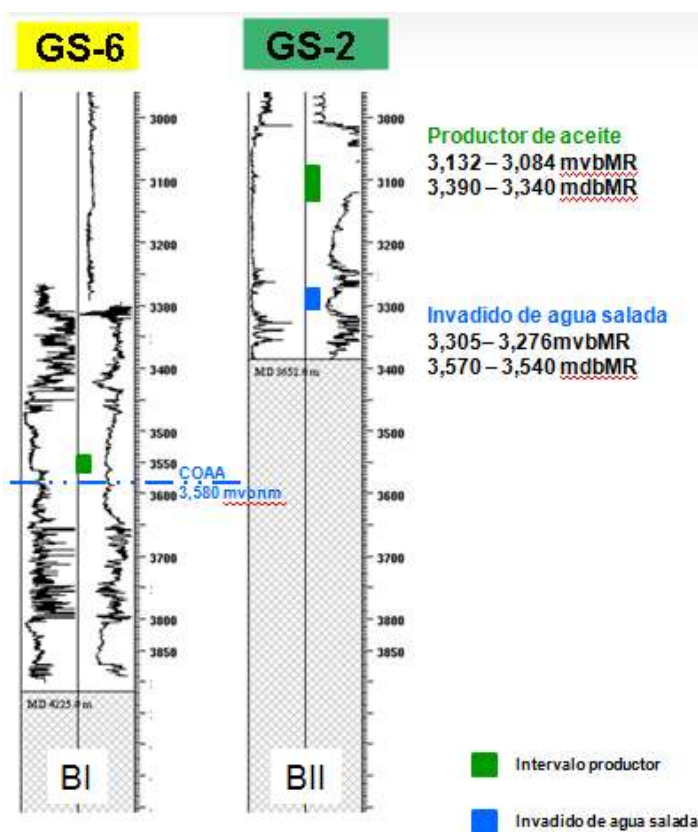
La abundancia de intraclastos y el carácter detrítico de los bioclastos sugiere la presencia de alta energía o transporte de sedimentos, aunque es importante señalar que la mayoría de los organismos aparecen completos y ocasionalmente deformados, en el intervalo 3680-3689 m, probablemente un ambiente de depósito de plataforma Interna a borde de plataforma, con alta energía.

Un punto importante acerca de la caracterización estática, es que, se reconocen y definen características físicas observables de la litología cortada en cada pozo, además de establecer una correlación de diferentes zonas mediante la construcción de columnas estratigráficas. De este modo pueden determinarse edades relativas y límites de los cuerpos o intervalos de interés.

### *3.5 Correlación lito-estratigráfica.*

La correlación entre dos o más unidades consiste en considerar que un depósito puede ser similar o diferente pero equivalente isocrónicamente. Es un procedimiento que sirve para establecer la correspondencia entre partes geográficamente separadas de una unidad geológica. Se utiliza para comparar dos o más secciones estratigráficas en un intervalo de tiempo semejante, a partir de alguna propiedad definida. (Figura. 3.17).

**Figura .3.17. Correlación con electrofacies de GS-6 y GS-2 y sus intervalos productores.**



En el área petrolera la correlación es de gran utilidad ya que con base en secciones geológicas, pozos y secciones sísmicas se logra conocer la continuidad o discontinuidad lateral de las formaciones geológicas. El objetivo fundamental de la correlación estratigráfica, es el de poder tener una visión más completa de la historia geológica de una región. En muchas ocasiones esta correlación se hace sin tener una secuencia completa en cada una de las unidades estratigráficas comparadas, pero al realizar la correlación se tiene información más completa del registro sedimentario.

Para realizar la litocorrelación se compara el tipo de roca de las unidades litoestratigráficas presentes en cada una de las secciones estratigráficas. (Figura 3.18), para lo cual, se utilizan los siguientes criterios.

1. Cambios bruscos: Incluye los cambios bruscos o contrastantes de litología que son resultado de una rápida profundización.
2. Niveles o capas guía: Se usa cuando hay un cuerpo de roca con una litología contrastante con respecto a las adyacentes, presenta una amplia distribución y están relacionadas a algún evento en particular (PEMEX, 2013).

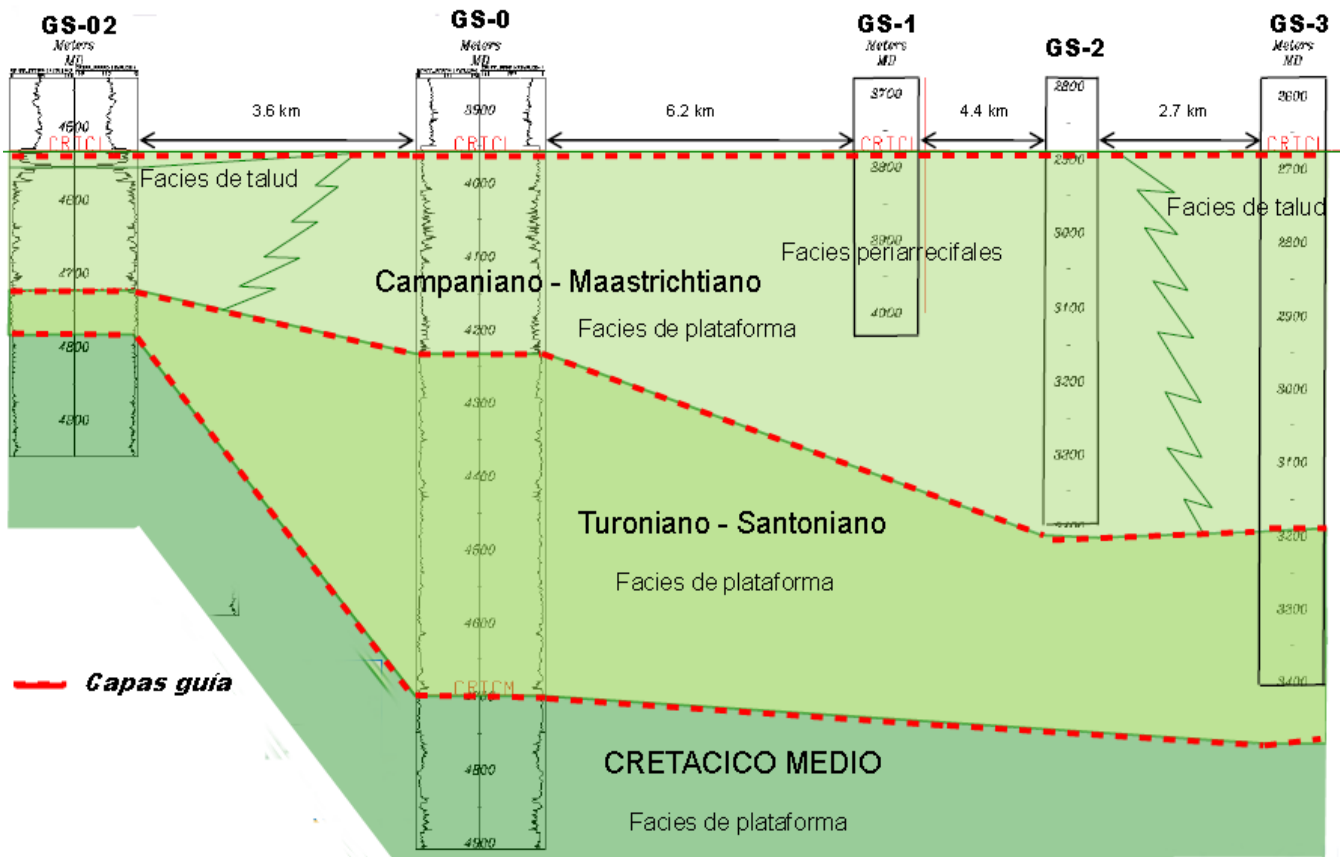


Figura 3.18. Lito-correlación de cimas y bases del Play Cretácico Superior-Maastrichtiano de acuerdo a las capas guía, de los pozos GS-02, GS-0, GS-1, GS-2 y GS-3 del campo Sunuapa, modificado de (PEMEX, 2013).

*CAPÍTULO IV.  
METODOLOGÍA PARA LA  
EVALUACIÓN DEL PLAY  
CRETÁCICO SUPERIOR.*

---

---

## *CAPÍTULO IV.*

# *METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN DEL PLAY CRETÁCICO SUPERIOR.*

### *4.1 Información analizada en el campo Sunuapa.*

El campo Sunuapa comenzó su desarrollo a partir de la perforación del pozo descubridor GS-0, el cual fue terminado en junio de 1977, aportando una producción de 1955 bl/d de aceite de 31° API y 4175 MMpc/d de gas. Para 2007 se tenían perforados un total de 14 pozos en el área del yacimiento, de los cuales solo 11 perforaron la zona productora. El yacimiento está constituido por rocas carbonatadas de edad Cretácico Superior y la roca sello suprayacente la constituyen sedimentos arcillosos del Terciario. Los mejores intervalos productores están asociados a facies de bancos esqueléticos con muy buenas porosidades que son las facies predominantes en el yacimiento, aunque existen zonas productoras en brechas compactas y fracturadas (Figura 4.1).



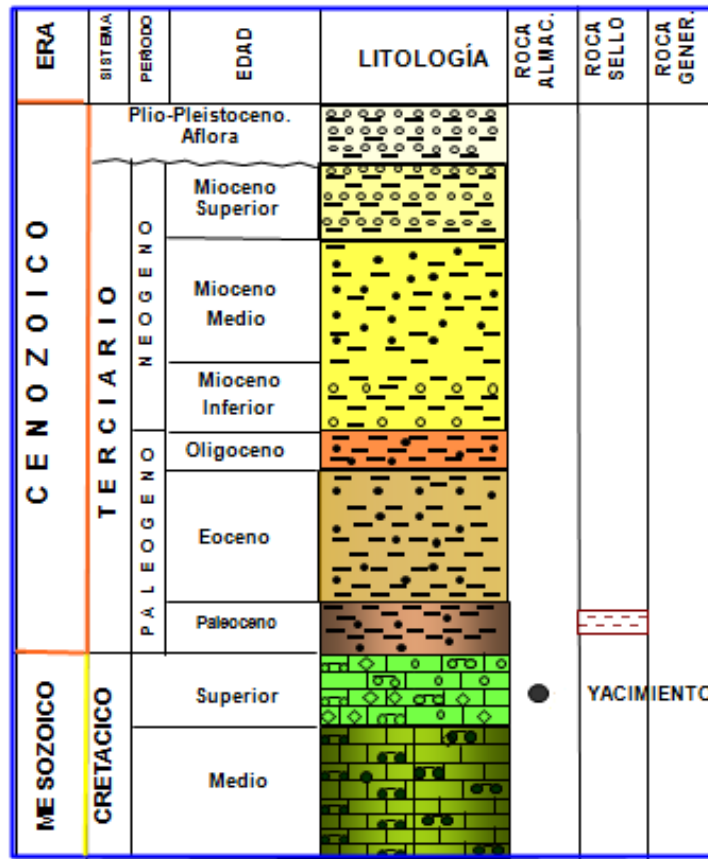


Figura 4.1. Columna tipo Campo Sunuapa (PEMEX, 2013).

En cuanto a la información de registros geofísicos, solo se corrieron registros convencionales y existe una carencia importante de registros especiales. En cuanto a las muestras de formación se disponen de 4 pozos con muestras de canal y en 6 pozos fueron cortados núcleos.

El pozo GS-0 posee la información más completa, ya que en él fueron cortados 11 núcleos, a los cuales se les realizaron análisis rutinarios y algunos especiales, que han sido claves en la validación del modelo petrofísico.



En el presente capítulo se define el comportamiento de las propiedades petrofísicas del campo Sunuapa, mediante la interpretación y evaluación de perfiles geofísicos, integrando los análisis de núcleos disponibles, muestras de canal y los datos de terminación y producción de pozos. En la Figura 4.2, puede observarse la metodología empleada.

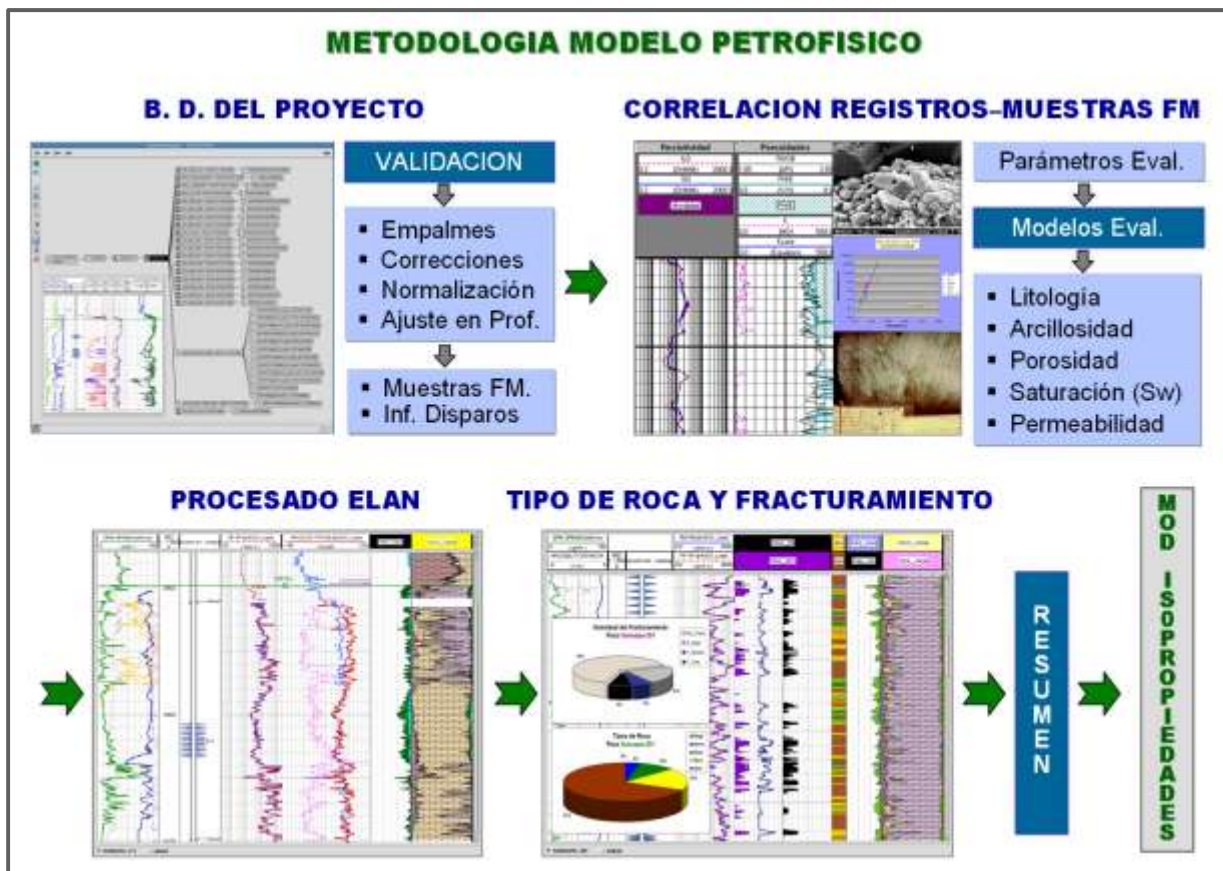


Figura 4.2. Metodología utilizada para el modelo petrofísico, (PEMEX, 2013).

De igual forma se presentan los resultados del control, manejo y validación de la base de datos de registros geofísicos, la caracterización petrofísica de los pozos del campo, la metodología utilizada para la distribución de los tipos de roca, unidades de flujo, predicción del índice de fracturamiento utilizando redes neurales y las oportunidades encontradas. Los resultados obtenidos de la evaluación petrofísica fueron migrados a petrel donde se realizó el escalamiento y la población de estas propiedades en el modelo 3D del yacimiento.

#### 4.2 Inventario de información general del campo.

Toda la información general disponible para el campo fue incorporada en un archivo interactivo para su rápida ubicación y control. En este archivo se tiene toda la información básica de los pozos, registros geofísicos, muestras de formación, cimas, datos de producción, fallas interpretadas, etc. La figura 4.3 muestra el catálogo de la información disponible.



Figura 4.3 Catálogo de información general para el Campo Sunuapa.

Por ejemplo, la información disponible de los pozos y fallas interpretadas, pueden visualizarse dentro del mapa de inventario, donde se muestra de manera interactiva la distribución de esta información en el yacimiento (Figura 4.4).

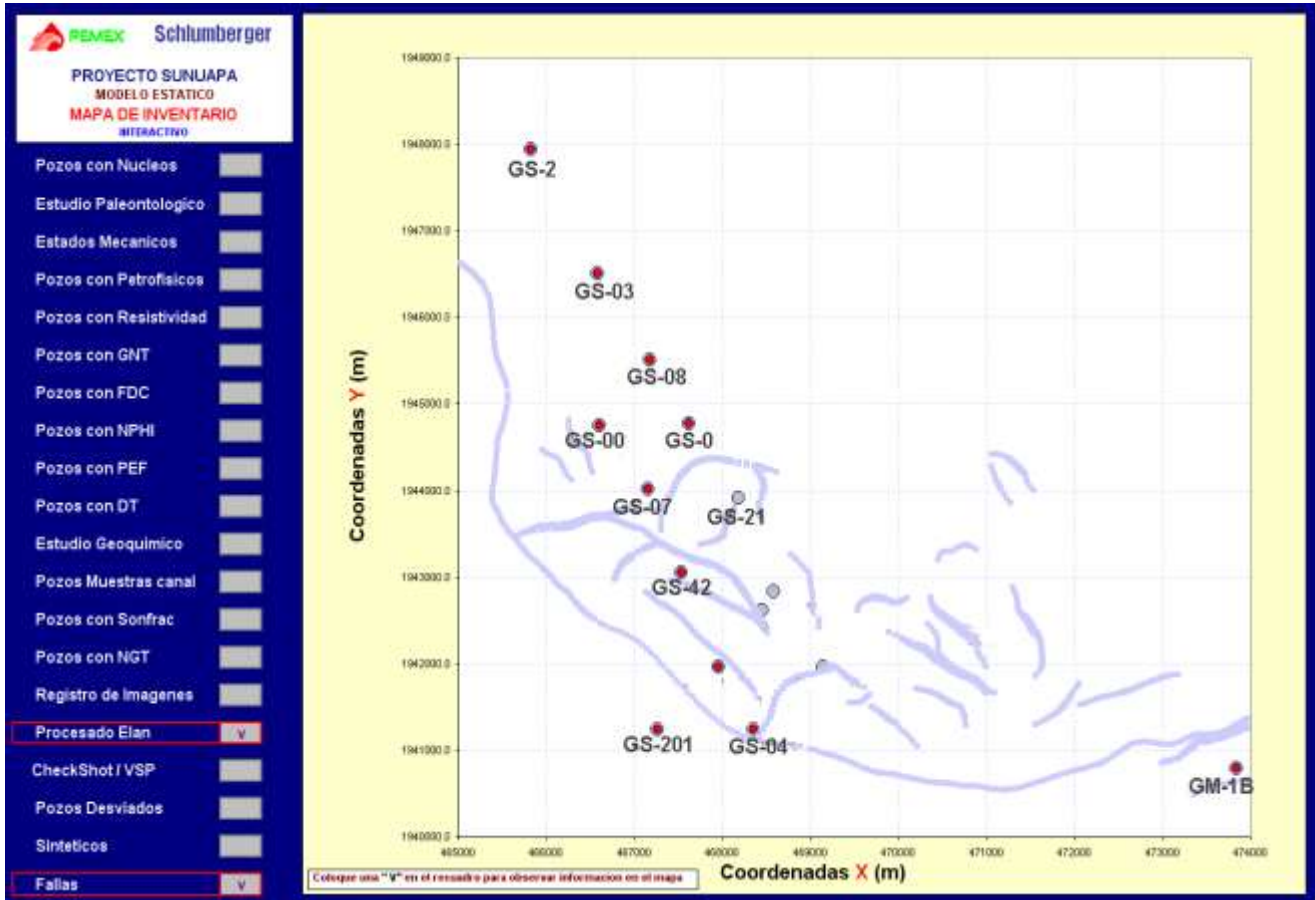


Figura 4.4 Información incluida en el mapa de inventario interactivo (PEMEX, 2013).

### 4.3 Base de datos de registros geofísicos y núcleos.

La validación de la base de datos de registros geofísicos para el campo Sunuapa se realiza, a partir de la información digital disponible (Archivos “Las” vs imágenes “Tif”). La validación incluye toda la información de la carátula de los registros cargada desde las imágenes “Tif”. En total se validaron 160 servicios corridos en los pozos del campo. Toda la información de registros geofísicos y núcleos encontrada fue integrada dentro de una base de datos interactiva en Excel, donde se presenta un catálogo para el campo. La información incluida dentro de los archivos de diagramación es la siguiente: información básica de campo, pozo, cima de referencia, fecha de diagramación, registros geofísicos corridos y sus curvas, registros procesados, información de núcleos cortados y las condiciones en que se encuentran y la diagramación de curvas. Un ejemplo de estas diagramaciones podemos observarlo en la Figura 4.5.

ACTIVO REGIONAL DE EXPLORACION Caracterización Inicial y Delimitación de Yacimientos DIAGRAMACION DE REGISTROS GEOFISICOS Y NUCLEOS					Nombre del Campo		SUNUAPA		
					Nombre del Pozo		SUNUAPA - 1		
					Cima de Referencia		CRTCL 3948		
					Fecha Diagramacion		24 De Mayo 2006		
Registro	Servicio	Cima	Base	Compañía	Curvas por Servicio			Escalas	Indice
IRT	Induccion	27	1001	Schlumberger	SP, NC,ILD, CILD			1500	
IRT	Induccion	1004	2109	Schlumberger	SP, NC,ILD, CILD			1500	
IRT	Induccion	2050	3965	Schlumberger	SP, NC,ILD, CILD			1500	
IRT	Induccion	3961	4027	Schlumberger	SP, NC,ILD, CILD			1500	
IRT	Induccion	3961	4027	Schlumberger	SP, NC,ILD, CILD			1500	
DLL	Laterolog	3961	4209	Schlumberger	LLD, LLS, SP			1500	
DLL	Laterolog	3964	4911	Schlumberger	LLD, LLS, SP			1500	
CNL	Neutron	3961	4027	Schlumberger	GR, NPHI			1500	
CNL	Neutron	3961	4214	Schlumberger	GR, NPHI			1500	
CNL	Neutron	4150	4910	Schlumberger	GR, NPHI			1500	
CNL	Neutron	1005	3965	PEMEX	GR, NPHI, RELA			1500	
GNT	Neutron	3800	4190	Schlumberger	NEUT			1500	
BHC	Sonico	30	1001	Schlumberger	CALLDT			1500	
BHC	Sonico	3960	4910	Schlumberger	CALLDT			1500	
BHC-C	Sonico	3960	4911	Schlumberger	CALLDT			1500	
FDC	Densidad	3962	4922	Schlumberger	DPHI, RHOB, DRHO			1500	
ML	MicroResist	3961	4026	Schlumberger	CALLMN, MI			1500	
MPL	MicroResist	3961	4214	Schlumberger	CALLMN, MI, PROX			1500	
MPL	MicroResist	3963	4911	Schlumberger	CALLMN, MI, PROX			1500	

PROCESAMIENTO DE REGISTROS					INFORMACION / NUCLEOS: <span style="color: green;">■</span> Existe <span style="color: orange;">■</span> Fragmentos <span style="color: gray;">■</span> No Existe											
Tipo	Cima	Base	Fecha	Interprete	Nucl.	Cima	Base	Nucl.	Cima	Base	Nucl.	Cima	Base	Nucl.	Cima	Base
Elan_1	3955	4910	May-2006	Schlumberger	N-1	3956	3958,2	N-6	4400	4408	N-11	4900	4909			
					N-2	3958	3967	N-7	4500	4509						
					N-3	4089	4096	N-8	4600	4609						
					N-4	4200	4204	N-9	4700	4709						
					N-5	4300	4308	N-10	4800	4808						

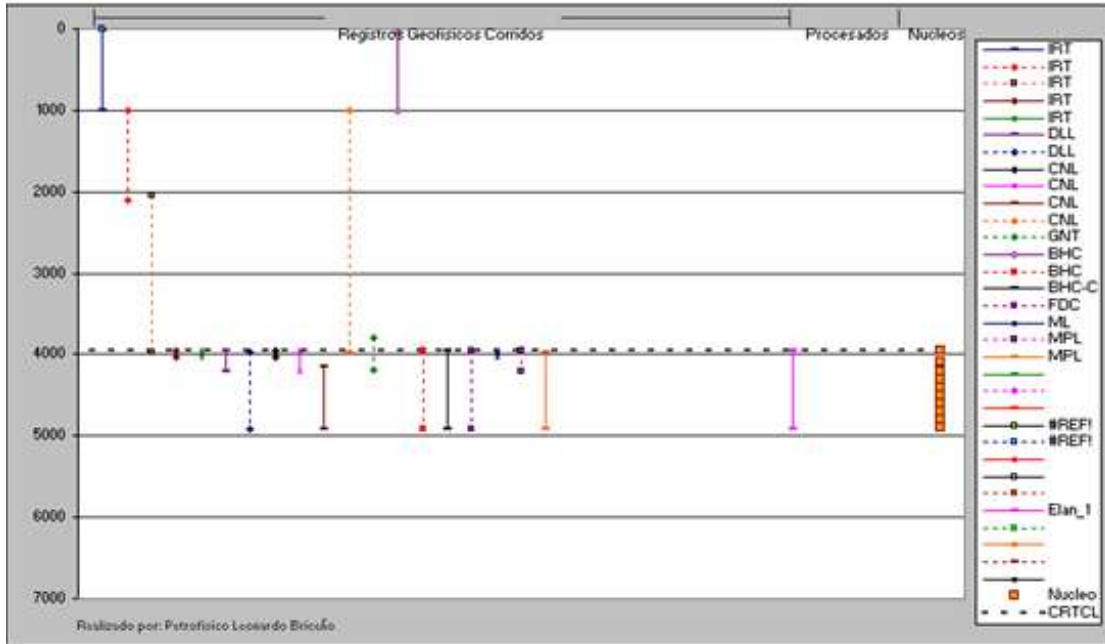


Figura 4.5. Diagramación de registros geofísicos y núcleos, del pozo GS-0, (Petrofísico Leonardo B., 2006).

#### 4.4 Características petrofísicas de los intervalos productores.

La información de registros geofísicos disponibles para este trabajo proviene de un reciente proyecto de digitalización, los cuales fueron validados e incorporados a la base de datos del proyecto en la plataforma de Geoframe. Este proceso incluyó la validación de los archivos “Las”, imágenes “Tif” y la información recuperada del “cabezal” o carátula de cada registro, la cual fue integrada dentro de la tabla de parámetros de los archivos “Las”.

La información fue validada de manera individual, analizando cada uno de los servicios corridos a los pozos, el proceso de validación incluye la edición de las curvas, las cuales fueron empalmadas, corregidas y ajustadas en profundidad. La metodología empleada parte del principio de conservar la información original tal y como fue entregada, así que la información original ha quedado registrada dentro de la base de datos de Geoframe etiquetada con el nombre de cada servicio.

Para simplificar la estructura de la base de datos solo se conservaron las curvas originales, curvas del proyecto anterior y la última versión de cada curva editada. Todo el proceso y los criterios aplicados a la validación y edición de los registros geofísicos fueron discutidos y ajustados con los requerimientos estandarizados por Pemex para realizar esta actividad.

Los criterios seguidos para realizar los empalmes de curvas fueron: selección de los puntos de mejor continuidad, selección de las curvas con mejor resolución; se trató, en lo posible, de realizar los empalmes en zonas arcillosas, se asignaron valores nulos a las zonas con ausencia de curvas, las curvas editadas se identificaron con los nemónicos estandarizados. Para el empalme de curvas de resistividad de inducción y laterolog, se tomó el laterolog como más representativo debido a la calidad de la roca yacimiento.

El **ajuste de curvas en profundidad** se realizó de manera detallada en la zona de interés, que es básicamente donde se corrieron los registros necesarios para realizar la evaluación petrofísica (Cretácico Superior). La metodología empleada fue la de seleccionar como curva base la curva de resistividad somera y luego hacer el ajuste correspondiente al resto de las curvas presentes en el pozo.

Las **correcciones ambientales** se realizaron en los pozos clave, en los cuales existe la información necesaria para llevar a cabo este proceso. Los registros corridos en el campo Sunuapa son en su gran mayoría registros antiguos, en los cuales generalmente no existe la información requerida para realizar todas las correcciones ambientales. Muchos de los parámetros importantes no fueron consignados en las carátulas de los registros; a raíz de esto, no se realizaron correcciones ambientales pozo por pozo, pero han sido incluidos dentro del proceso de normalización de todo el campo.



Para el proceso de **normalización de las curvas** se parte del principio de que la formación penetrada por cada pozo dentro de un mismo yacimiento, generalmente corresponde a un mismo ambiente sedimentario. En consecuencia los registros similares tomados en el mismo yacimiento en diferentes pozos, deben mostrar en principio una distribución de frecuencias similar en las mediciones. En este caso, por tratarse de un yacimientos de litología compleja, se tomaron en cuenta los cambios litológicos debidos a la dolomitización y presencia de minerales radioactivos que solo son detectados con la espectroscopia de rayos X.

La normalización se realizó tomando como base histogramas realizados en los pozos clave, los cuales fueron comparados con los histogramas de distribución de frecuencias para el resto de los pozos y realizando los ajustes correspondientes. Un ejemplo de la normalización de las curvas de GR del pozo GS-4, lo podemos observar en la Figura 4.6.

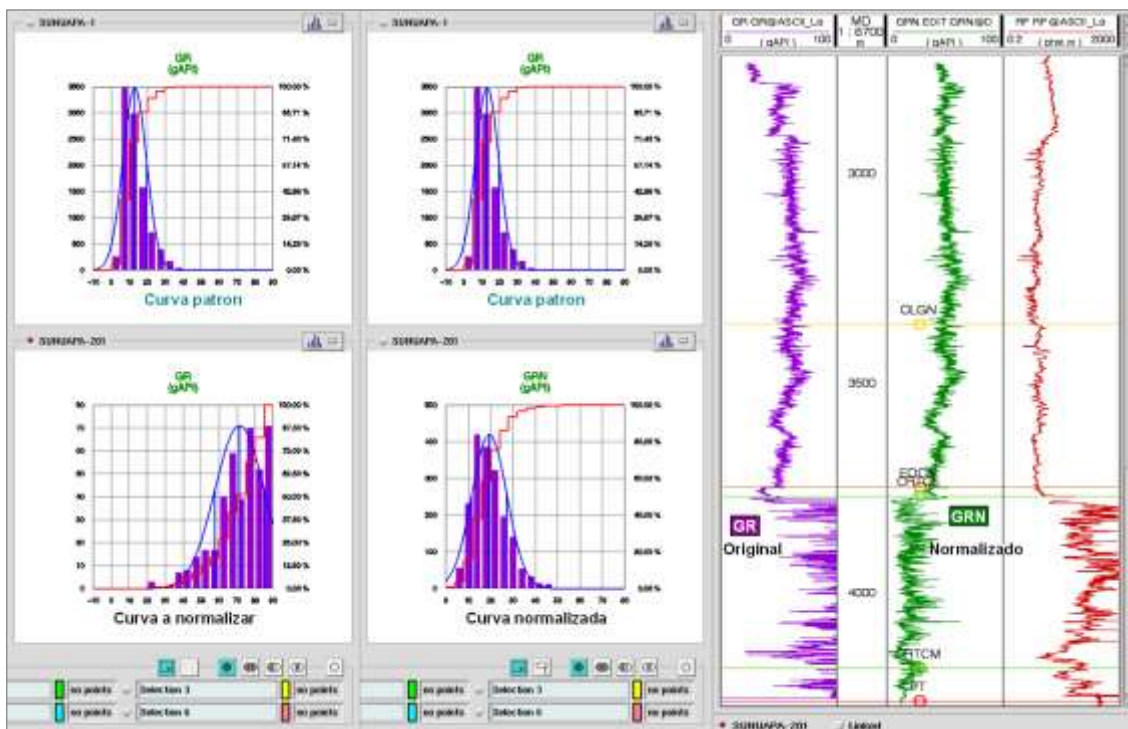


Figura 4.6. Ejemplo de normalización de curva GR pozo GS-04.

El trabajo de edición realizado con las curvas de SP incluye: la corrección de zonas anómalas, empalmes y **normalización de los SP**. Este procedimiento de normalización consiste en llevar los valores de la curva que representan zonas arcillosas a una línea base, a objeto de corregir los desplazamientos de la curva en profundidad (drift o deriva), causados por los cambios de salinidad, temperatura, etc. En este procedimiento se respetaron los valores donde por contraste de salinidades las deflexiones de los SP son positivas y que son las zonas más someras, que generalmente corresponden con zonas de “agua dulce”, donde los valores de resistividad también se muestran altos. Esta normalización permite lograr la visualización de la curva en un solo despliegue a lo largo de todo el pozo, sin necesidad de usar los cambios de escala.

La necesidad de generar registros sísmicos sintéticos y registros seudo-sísmicos para el yacimiento, obedece principalmente a la escasez de corridas originales, tramos incompletos en la zona de interés y la necesidad de tener registros completos a lo largo de los pozos para apoyar el amarre sísmica-pozo, desde el Terciario hasta el Mesozoico y así, ofrecer un mejor control de velocidades para la conversión a profundidad. En tal sentido se generó un modelo a partir de la curva de resistividad profunda, utilizando los datos originales para los pozos GS-2, GS-04 y GM-1B, debido a que en estos pozos se observó un comportamiento similar. Los modelos para cada uno de estos pozos y el modelo promedio para el yacimiento puede observarse en la Figura 4.7.



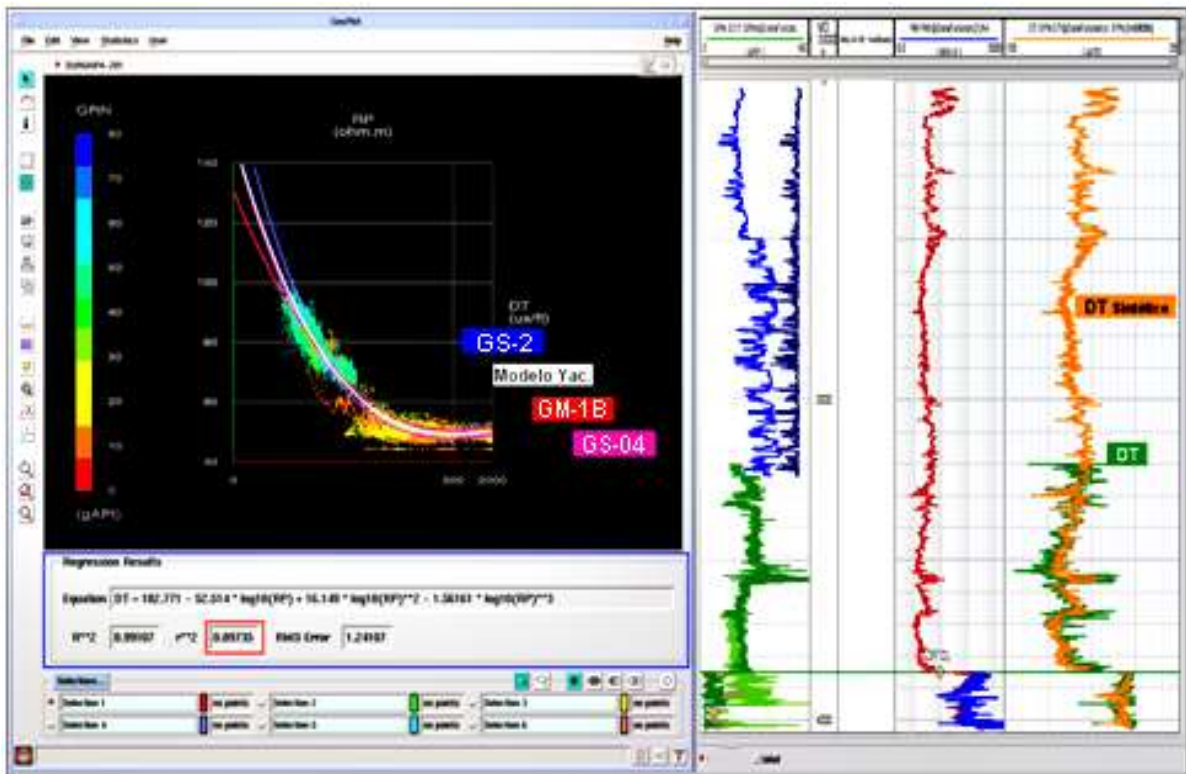


Figura 4.7.. Modelo para el cálculo de registros sísmicos sintéticos (PEMEX-2006).

Parámetros de interpretación.

Para establecer los parámetros de interpretación se utilizaron los análisis de laboratorio realizados en los núcleos del pozo GS-0. Para determinar el exponente de saturación (n) se tomaron en cuenta los análisis de índice de resistividad, seleccionándose como valores mas representativos  $a=0.81$ ,  $n=2.1$ . Los valores de densidad de la matriz fueron modelados con el programa operativo Elan, por los técnicos, y se calculó una curva de densidad variable (RHGA) a lo largo de la sección evaluada. Esta curva es fundamental para el cálculo de “m” variable (Figura 4.8).

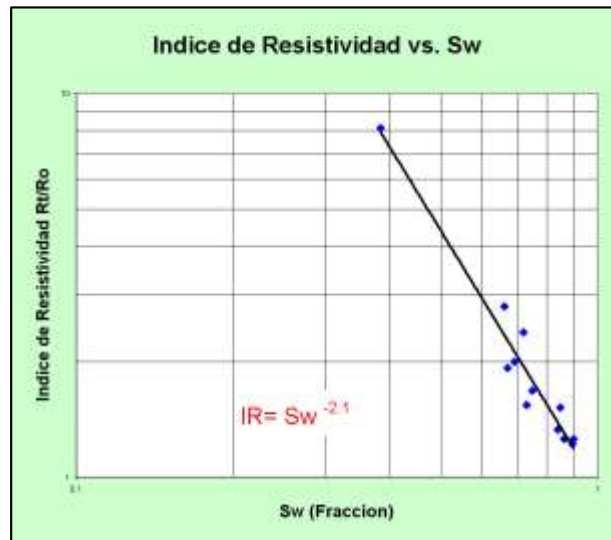


Figura 4.8. Índice de resistividad medido en núcleos del pozo GS-0 (PEMEX, 2013).

Para el caso del exponente de cementación “m” se utilizó la técnica de m Variable descrita en el artículo “Solución práctica para “m” variable en carbonatos con registros convencionales” publicada por el IMP, el procedimiento consistió en validar la distribución de los volúmenes litológicos, efectuar el cálculo de m Variable como una curva a lo largo de la zona de evaluación (MXP), luego incluir esta curva y reprocesar en el programa operativo Elan la salida final.

El valor de resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) se estableció utilizando los valores de salinidad más representativos medidos en el pozo GS-02 durante las pruebas de terminación. El valor seleccionado para el Cretácico Superior fue de 148.000 p. p. m. de NaCl, lo cual equivale a una  $R_w$  de 0.016 a una temperatura de referencia de 133 °C. Las relaciones existentes entre los valores de a, m, n y  $R_w$  establecidas mediante el uso del método gráfico de Pickett, pueden ser observadas en la Figura 4.9

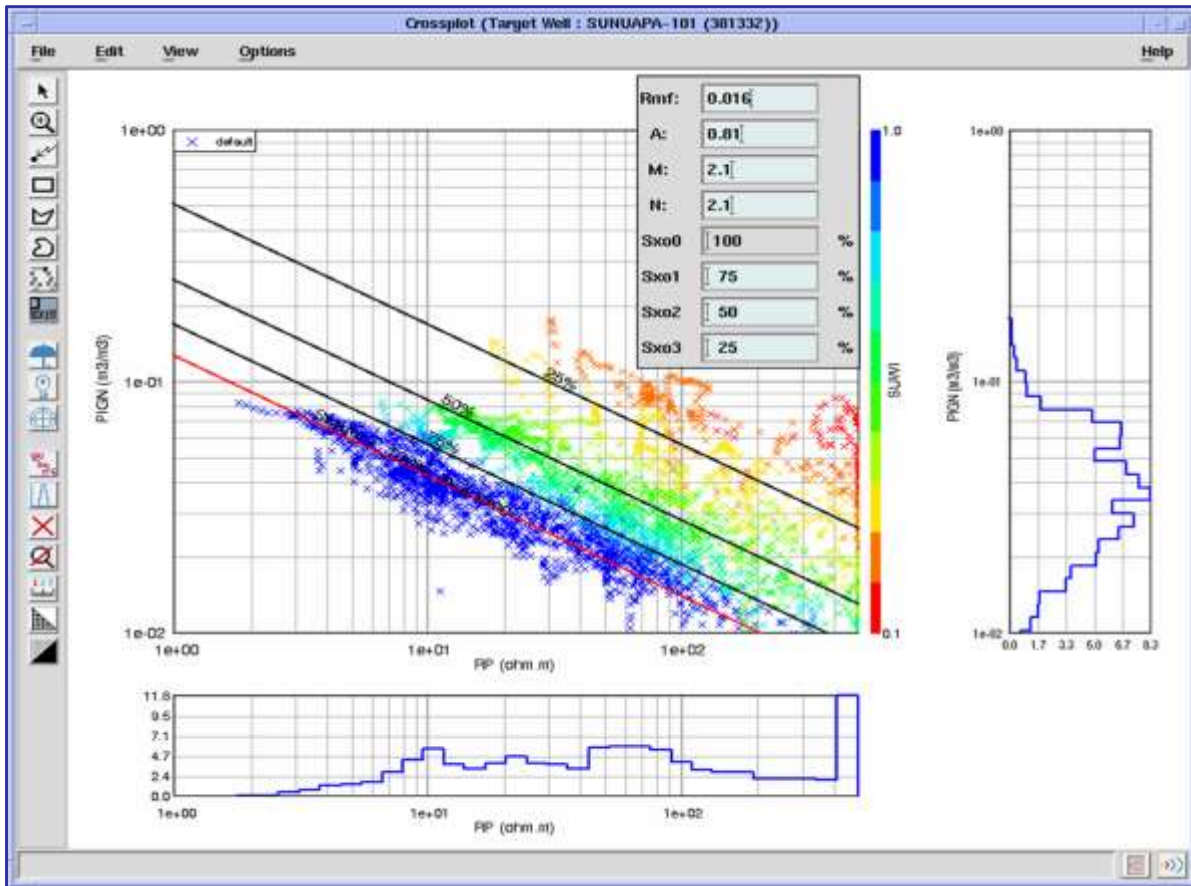


Figura 4.9 Método gráfico de Pickett (PEMEX, 2013).

Modelo de interpretación petrofísica.

El modelo de interpretación petrofísica consistió en identificar los componentes minerales presentes en las rocas, identificar el tipo de arcilla presente en cada secuencia geológica, entender el sistema de poros y definir los parámetros de los fluidos de la formación. El modelo de interpretación fue aplicado en los pozos clave. Los resultados fueron calibrados con la información de subsuelo como muestras de canal, análisis de núcleos, manifestación de hidrocarburos, pruebas de formación e intervalos productores. Luego de tener calibrado el modelo en los pozos clave, se procedió a realizar la evaluación del resto de los pozos con los modelos y parámetros previamente calibrados.

El modelo petrofísico se realizó tomando como base el modelo litológico, del cual depende en gran medida el cálculo de la porosidad total y efectiva. De esta manera se dio inicio al estudio de las muestras litológicas existentes para el yacimiento, lo cual incluyó la descripción mineralógica realizada a muestras de núcleos en laboratorio y las muestras de canal. A partir de la litología definida de este análisis se determinó la combinación de minerales a utilizar en el procesamiento de los registros; este modelo fue procesado a partir de los registros existentes para cada pozo y ajustando los parámetros, con el objeto de reproducir la litología identificada en las muestras previamente descritas. De la evaluación puede observarse un predominio de calizas hacia el bloque norte y un alto nivel de dolomitización hacia el bloque sur.

#### Modelo de Arcillosidad.

El determinar el volumen de arcilla es un paso muy importante en la evaluación petrofísica y se hace aún más importante en condiciones de formaciones de litología compleja, en facies donde la porosidad de matriz es muy baja. Para bajos valores de porosidad, los valores de corrección que se hacen por el volumen de arcilla, hacen que la porosidad efectiva disminuya considerablemente y por ende baje la capacidad que tiene la formación para contener volúmenes considerables de hidrocarburos, de allí la necesidad de hacer una estimación lo más acertada posible, utilizando toda la información disponible.

Una de las limitantes para la determinación del volumen de arcilla es que, no se disponen de curvas de gamma ray espectrales en la mayoría de los pozos (NGT), solo rayos gamma totales, las cuales no tienen la corrección por efecto de la presencia de uranio, que en este yacimiento son importantes.

Un dato muy importante para la calibración del modelo con muestras de formación, son los análisis de difracción de rayos “X” (XRD) que existen para el pozo GS-03, (Figura 4.10). Adicionalmente para este modelo, se han tomado en cuenta todas las descripciones mineralógicas hechas a los núcleos y las observaciones directas realizadas a las muestras de núcleos existentes en el laboratorio y análisis detallado de las muestras de canal.

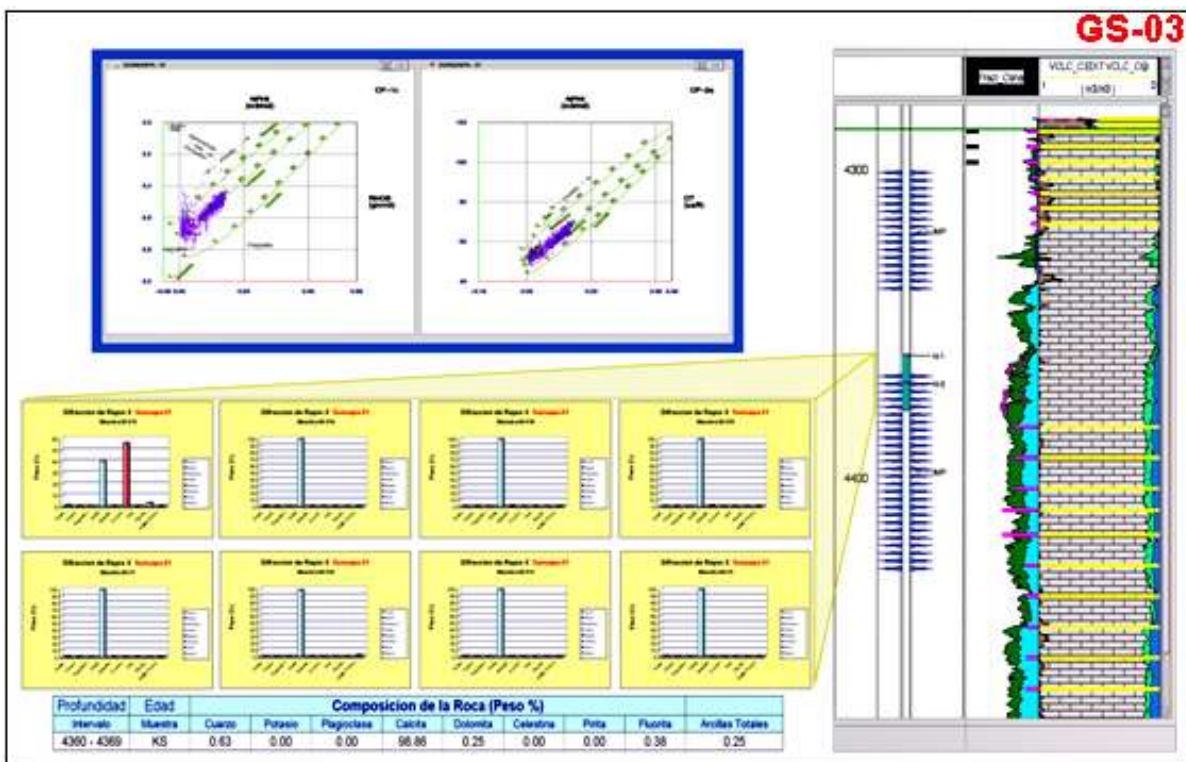


Figura 4.10 Modelo litológico calibrado con registros, muestras de canal y difracción de rayos x para el pozo GS-03 (PEMEX, 2013).

#### Modelo de Porosidad.

Se dio especial atención a la estimación de la porosidad, por ser un parámetro crítico en la evaluación de yacimientos carbonatados. En principio se analizaron las muestras de formación disponibles para



identificar los sistemas porosos predominantes. Como puede observarse en la Figura 4.11 existen dos sistemas bien diferenciados que corresponden a facies diferentes detectadas en el estudio sedimentológico y petrográfico.



Figura 4.11. Muestras de formación en donde se observan sistemas de poros predominantes. Porosidad primaria en matriz (Núcleo GS-0). Porosidad secundaria en brechas por fracturamiento (pozo GS-04) del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).

Por un lado, están las facies de bancos esqueletales (representadas en la figura 4.11 por el pozo GS-0) donde existe una porosidad de matriz que puede ser observada a simple vista y una porosidad secundaria igualmente importante, originada principalmente por la disolución de los fragmentos fósiles

que generan excelentes “canales” para la movilidad de los fluidos. En estas facies se observa una baja presencia de fracturas.

Por otro lado, las facies de brechas (representadas en la Figura 4.11 por el pozo GS-04) presentan una matriz bastante compacta, donde la porosidad primaria no puede ser observada a simple vista, pero donde existe una componente de porosidad secundaria debido a la presencia de micro fracturas.

Para tener certeza que los valores de porosidad obtenidos sean representativos de las condiciones del yacimiento, se incluyeron dentro de la base de datos las mediciones de porosidad hechas directamente a las muestras de núcleos del pozo clave GS-0 (Figura 4.12), las estimaciones de porosidad hechas en las muestras de canal para los pozos GS-03 y GS05, las cuales fueron desplegadas en profundidad, ajustadas con datos de registros y cotejados con los resultados del Elan.

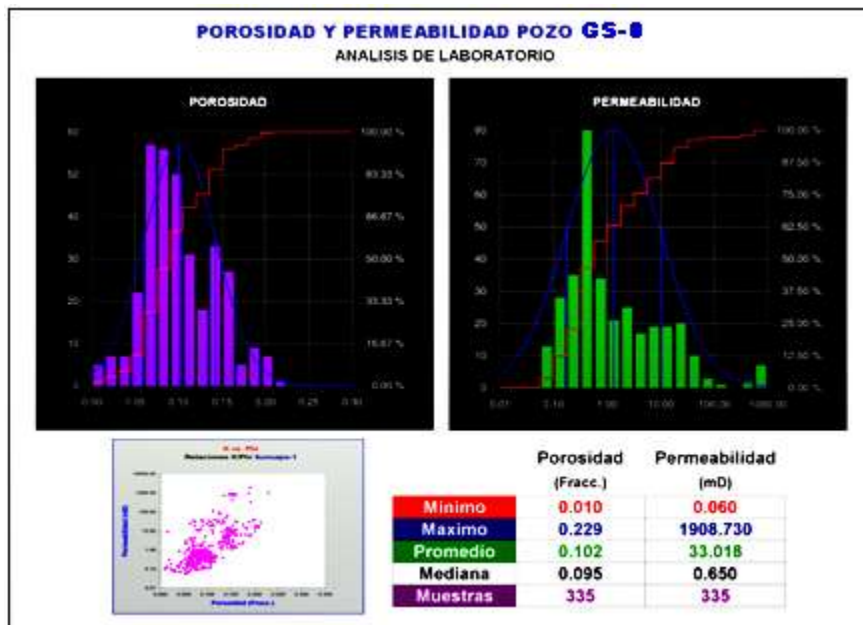


Figura 4.12. Análisis estadístico de porosidad y permeabilidad para los núcleos del pozo GS-0 (PEMEX,2013).

Luego de validar que el resultado de la porosidad es representativo de las condiciones del yacimiento, se establecieron los parámetros que debían usarse en aquellos pozos donde no existe información de confirmación (Figura 4.13).

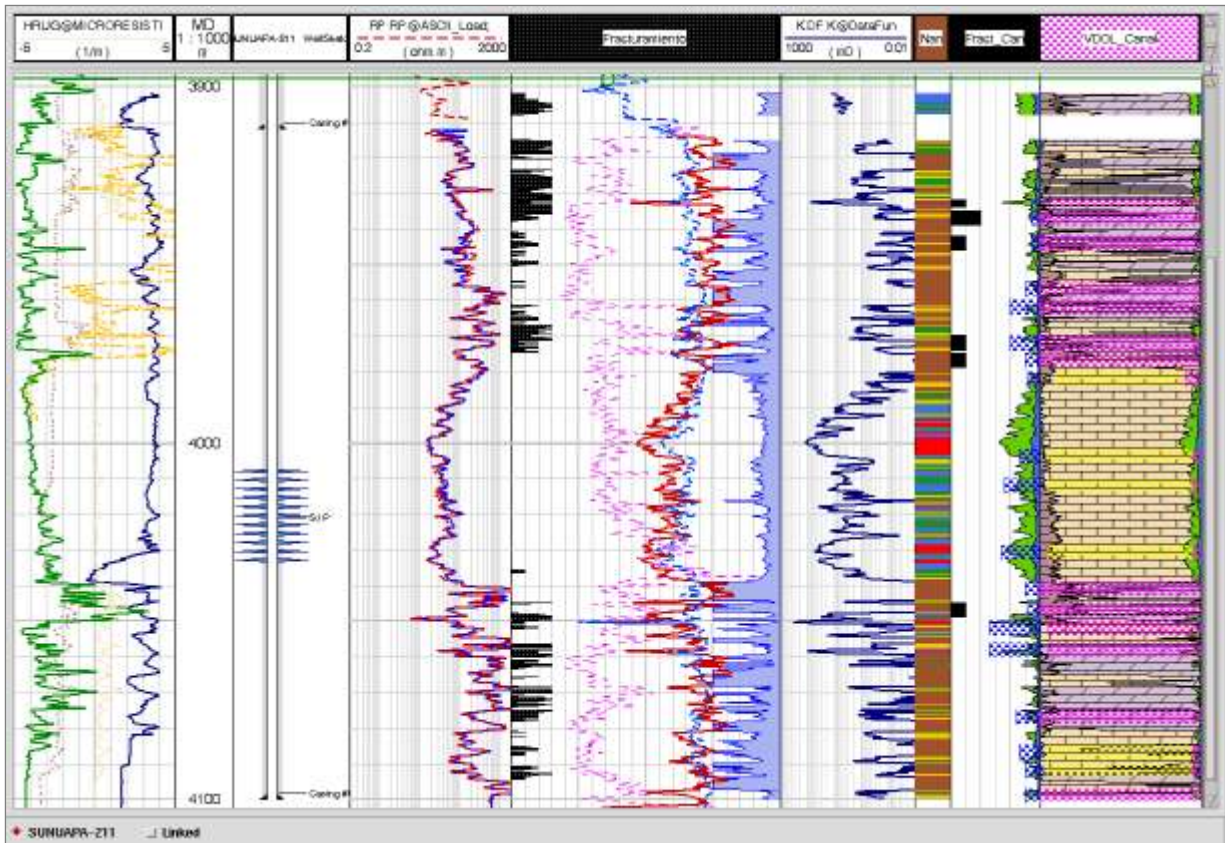


Figura 4.13. Evaluación petrofísica del pozo clave GS-05 (PEMEX, 2013).

Modelo de Saturación de agua.

El volumen de fluidos dentro de la formación es calculado con las ecuaciones de saturación, las cuales relacionan la resistividad y porosidad con la saturación de agua. En este caso se utilizó una ecuación de saturación de Doble Agua, la cual fue desarrollada a partir de la ecuación de Archie.



Este modelo considera la contribución de conductividades de agua congénita y de agua ligada a las arcillas. Los valores de saturación de agua obtenidos fueron comparados con los datos de pruebas de terminación y producción de los intervalos disparados para verificar la consistencia de los resultados obtenidos.

Luego de establecer los parámetros y validar el modelo de evaluación con los pozos clave, pasamos a evaluar el resto de pozos, ya con los parámetros y modelos calibrados. La evaluación se realizó para 11 pozos en total.

Adicionalmente las curvas obtenidas de la evaluación de cada pozo fueron exportadas en formato “Las” y están disponibles para ser usadas en cualquier software y migradas a la base de datos regional. Éstas curvas fueron migradas al programa de modelado estático (Petrel), con el objeto de poblar el modelo del yacimiento con los parámetros petrofísicos obtenidos, mediante el modelaje geostocástico. Estas salidas gráficas también están disponibles en formatos PDS y CGM.

Modelo de permeabilidad.

Los modelos de Coats, Timur y Tixier fueron corridos y comparados con los valores de permeabilidad medidos en el laboratorio para los 11 núcleos del pozo GS-0, observándose una baja correlación en los tres casos. En general los valores de permeabilidad obtenidos de aplicar estos modelos se mostraron demasiado optimistas en comparación con los datos reales medidos en el laboratorio.

Debido a los resultados previamente observados se decidió generar un modelo utilizando los datos de núcleos a partir de la correlación de las medidas de porosidad y permeabilidad obtenidas de los análisis de laboratorio para los núcleos del pozo GS-0. Estos datos también fueron cotejados con el valor de

permeabilidad obtenido del análisis de las curvas de incremento para este pozo. La ecuación se obtuvo como una función de la saturación de agua irreducible (Figura 4.14).

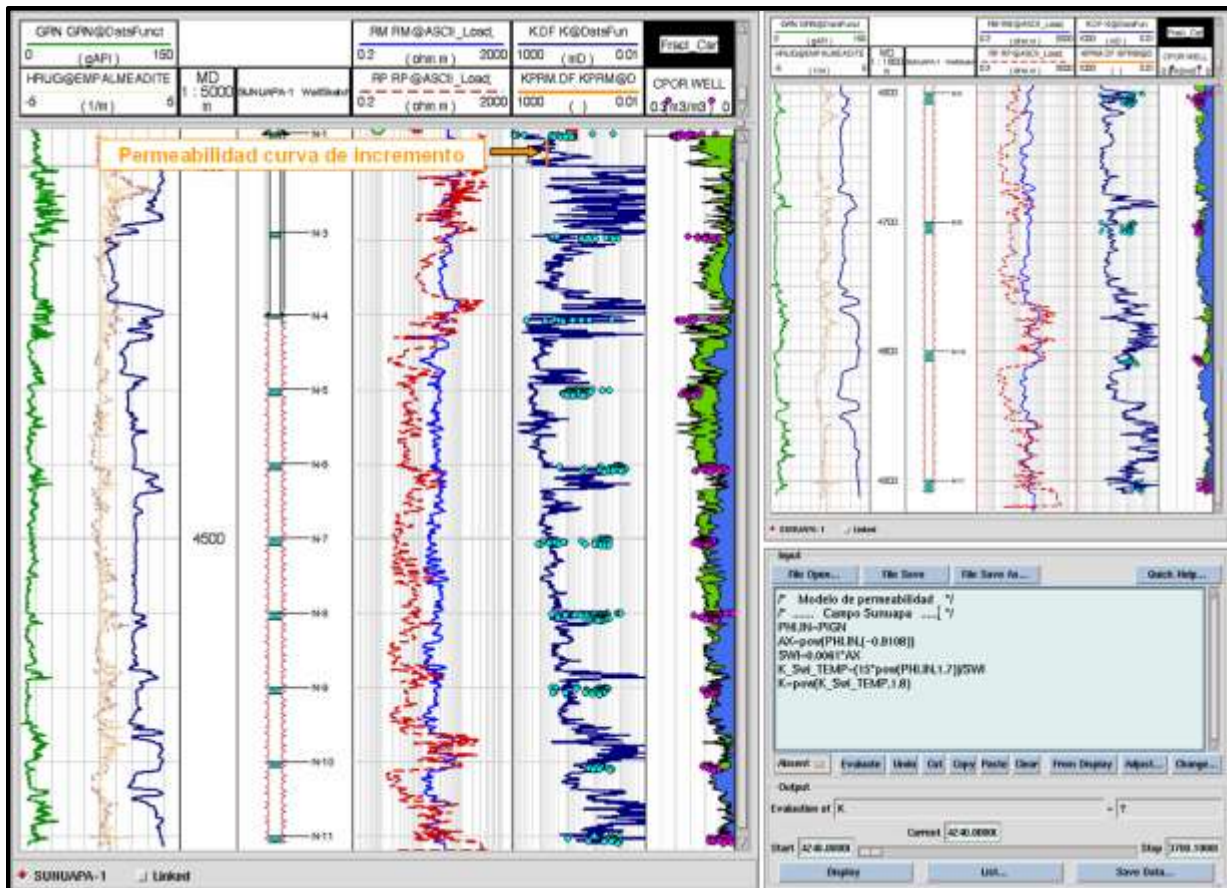


Figura 4.14 Modelo de permeabilidad, valor de permeabilidad obtenido del análisis de las curvas de incremento para el pozo GS-0 (PEMEX, 2013).

Determinación de los tipos de Roca.

Para la determinación de los tipos de roca se cuenta con la información de núcleo del pozo GS-0. Este pozo posee análisis rutinarios de porosidad y permeabilidad, los cuales se hicieron bajo presión de sobrecarga, simulando las condiciones del yacimiento. En algunas muestras también se realizaron análisis de curvas de presión capilar mediante la inyección de mercurio, lo que permite llevar a cabo

la determinación de los tipos de roca, mediante la distribución de los diámetros de las gargantas de poro, siguiendo la metodología planteada por Winland.

**Perfil de garganta de poro.** La metodología para la caracterización del tipo de roca ideada por Winland y Pittman se fundamenta en medidas de presión capilar realizadas con inyección de mercurio. Este fue el método utilizado para las muestras analizadas en el laboratorio del pozo GS-0, por lo cual no se requiere ningún tipo de conversión. Mediante este gráfico se puede identificar de manera visual a que petrofacies corresponde cada muestra, observando el rango de radio de garganta de poro en el cual ocurre el mayor desplazamiento de la fase no mojante (zona plana de la curva)( Figura 4.15).

### Pittman

$$\text{Logr } 10 = 0.459 + 0.500 * \text{Log}(K) - 0.385 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 15 = 0.33 + 0.509 * \text{Log}(K) - 0.344 * \text{Log}(\emptyset)$$

$$\text{Logr } 20 = 0.218 + 0.519 * \text{Log}(K) - 0.303 * \text{Log}(\emptyset)$$

$$\text{Logr } 25 = 0.204 + 0.531 * \text{Log}(K) - 0.35 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 30 = 0.215 + 0.547 * \text{Log}(K) - 0.420 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 35 = 0.255 + 0.565 * \text{Log}(K) - 0.523 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 40 = 0.360 + 0.528 * \text{Log}(K) - 0.680 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 45 = 0.609 + 0.608 * \text{Log}(K) - 0.974 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 50 = 0.778 + 0.626 * \text{Log}(K) - 1.205 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 55 = 0.948 + 0.632 * \text{Log}(K) - 1.426 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 60 = 1.096 + 0.648 * \text{Log}(K) - 1.666 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 65 = 1.372 + 0.643 * \text{Log}(K) - 1.979 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 70 = 1.664 + 0.627 * \text{Log}(k) - 2.314 * \text{Log}(\emptyset)$$
$$\text{Logr } 75 = 1.880 + 0.609 * \text{Log}(K) - 2.626 * \text{Log}(\emptyset)$$

Figura 4.15. Ecuaciones empíricas para determinar el radio de garganta de poro correspondiente a varios porcentajes de saturación de mercurio .

**Gráficos Uno a Uno (One to One).** Los gráficos Uno a Uno permiten comparar los valores de radio de garganta de poro ( $R_i$ ) obtenidos a partir del Perfil de Garganta de Poro, con los calculados usando las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman, para cada nivel de saturación de mercurio perteneciente al rango previamente establecido a través del Gráfico de Ápices.

Este tipo de gráfico se elabora graficando los valores de radio de garganta de poro  $R_i$  calculados del Perfil de Garganta de Poro vs los  $R_i$  calculados de las ecuaciones empíricas de Winland y Pittman, la tendencia de los puntos será una línea recta, escogiéndose el  $R_i$  que más se acerque a una línea de 45 grados (Figura 4.16). A partir de este análisis se seleccionó la ecuación R30 de Pittman como la que mejor representa el conjunto de datos.

**Ec. R30 de Pittman**     $\text{Log } R_{30} = 0.215 + 0.547 * \text{Log } K - 0.420 * \text{Log } \Phi$   
**K= Permeabilidad**  
 **$\Phi$ = Porosidad en porcentaje**

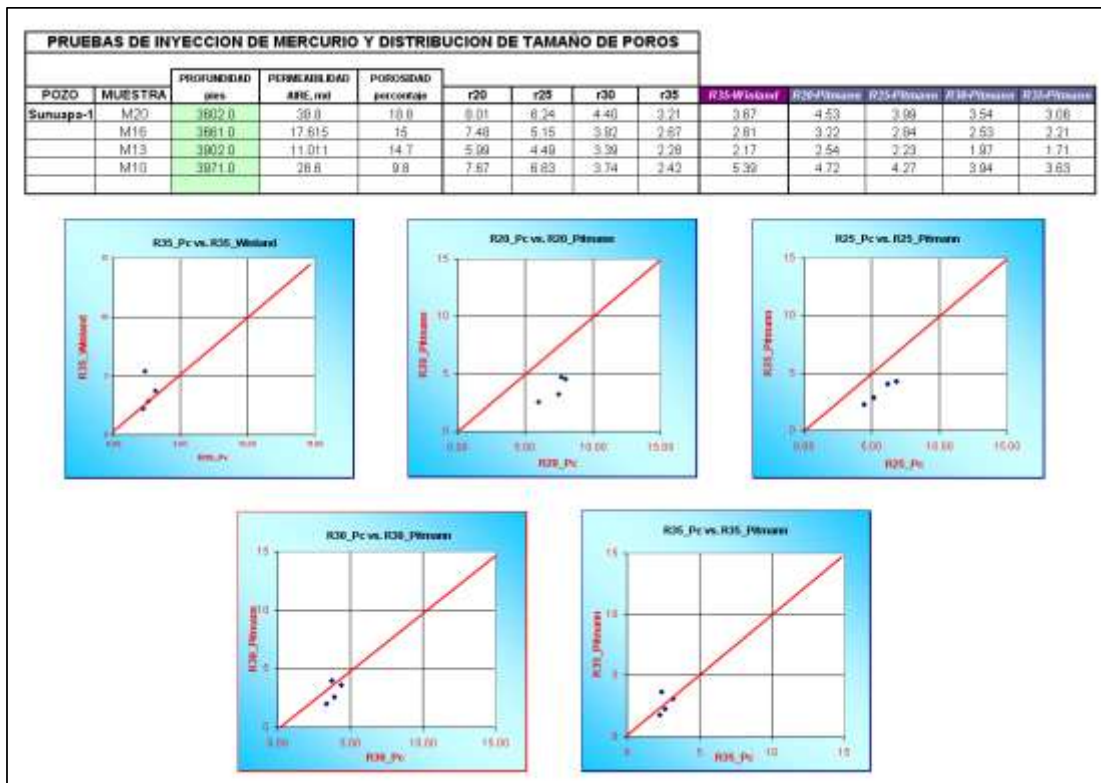


Figura 4.16 Gráficos “Uno a Uno” (One to One), con los valores de radio de garganta de poro, (PEMEX, 2013).

**Clasificación de los tipos de roca mediante el gráfico K, PHI y Ri.** Luego de conocer la ecuación para el cálculo del Ri a través del paso anterior, se clasificaron las muestras de los análisis petrofísicos de núcleos, según los tipos de roca predominantes. Para esto se graficó la porosidad en escala lineal vs la permeabilidad en escala logarítmica, que incluyó además isolíneas de tamaño de radio de garganta de poro (Ri); las diferentes agrupaciones de puntos que siguen la tendencia de una isolínea de Ri representan distintas calidades de roca, con base en la convención establecida para los diferentes intervalos de Ri. Del análisis del gráfico anterior se establece la amplitud (intervalo de variación) de porosidad, permeabilidad y cualquier otra propiedad petrofísica que caracterice cada tipo de roca para asociarla con cada petrofacies. La distribución de los tipos de rocas y los rangos de Ri establecidos a partir del análisis de este grafico, pueden observarse en la Figura 4.17.

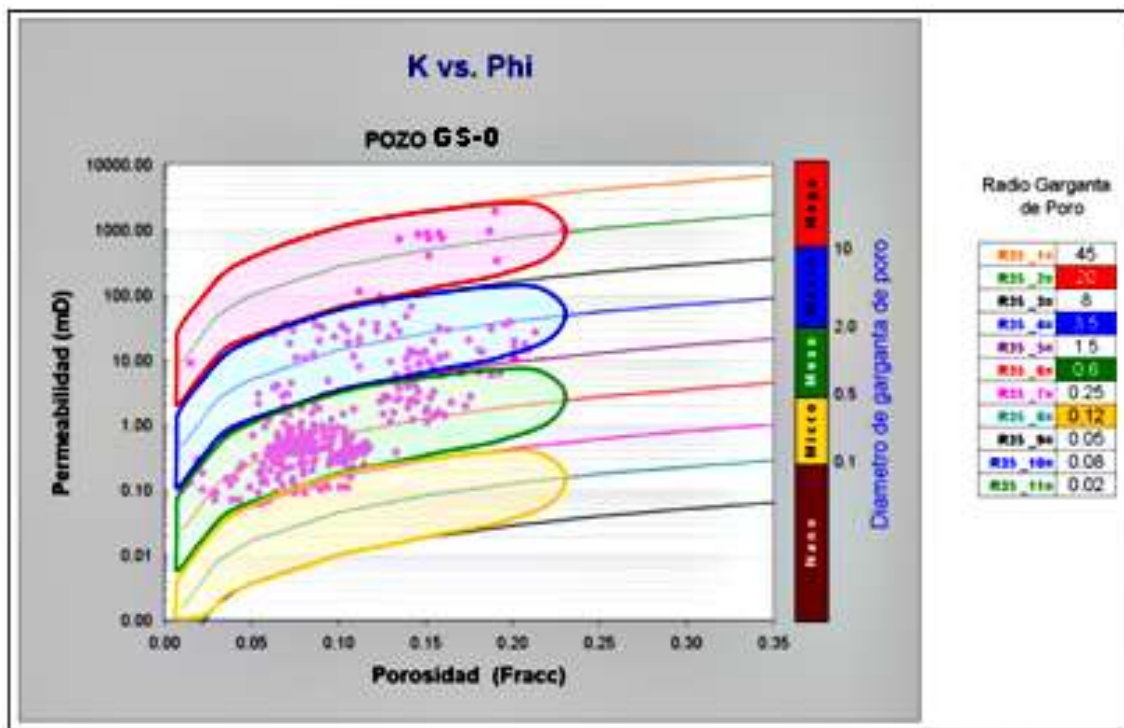


Figura 4.17 Zonificación de los tipos de roca mediante la relación K-PHI-Ri.(PEMEX,2013).



Unidad Estratigrafica	Cima (M)	Base (M)	Nombre Pozo	Espesor Total (M)	NETO RESERVORIO						NETO IMPREGNADO					
					Espesor (M)	NRGT	Phi (Fracc)	Vshl (Fracc)	K (mD)	Sw (Fracc)	Espesor (M)	NPGT	Phi (Fracc)	Vshl (Fracc)	K (mD)	Sw (Fracc)
MSRTN-CMPNO	3705.0	3912.0	MALVA-1B	207.0	178.8	0.90	0.07	0.02	3.453	0.24	148.1	0.75	0.08	0.02	5.450	0.21
OMPNO-SNTNO	3912.0	4040.0	MALVA-1B	128.0	110.2	0.86	0.07	0.00	3.431	0.30	73.8	0.58	0.08	0.00	7.294	0.25
OMPNO-SNTNO	3949.0	4230.0	SUNJAPA-1	282.0	237.1	0.88	0.08	0.05	6.087	0.27	140.8	0.52	0.09	0.05	11.107	0.18
SNTNO-CRTCM	4230.0	4668.0	SUNJAPA-1	436.0	436.0	1.00	0.11	0.02	34.195	0.58	29.7	0.07	0.13	0.01	86.538	0.29
CRTCM-BR	4668.0	4910.0	SUNJAPA-1	244.0	230.8	0.95	0.06	0.02	1.472	0.77	26.0	0.11	0.06	0.03	1.408	0.24
MSRTN-CMPNO	4530.0	4554.0	SUNJAPA-101	24.0	2.7	0.16	0.04	0.05	0.320	0.32	---	---	---	---	---	---
OMPNO-SNTNO	4554.0	4720.0	SUNJAPA-101	166.0	115.5	0.70	0.05	0.05	0.930	0.38	---	---	---	---	---	---
SNTNO-CRTCM	4720.0	4778.6	SUNJAPA-101	56.6	54.6	0.97	0.06	0.07	1.088	0.78	---	---	---	---	---	---
CRTCM-BR	4778.6	4946.0	SUNJAPA-101	169.4	137.3	0.81	0.04	0.08	0.184	0.90	---	---	---	---	---	---
MSRTN-CMPNO	3945.0	4000.0	SUNJAPA-11	55.1	27.5	0.50	0.05	0.01	0.393	0.15	27.4	0.50	0.05	0.01	0.400	0.15
OMPNO-SNTNO	4000.0	4160.0	SUNJAPA-11	160.0	149.6	0.93	0.08	0.00	4.942	0.18	136.9	0.86	0.08	0.00	4.557	0.15
SNTNO-BR	4160.0	4187.5	SUNJAPA-11	27.5	27.5	1.00	0.10	0.01	19.142	0.55	0.0	0.00	---	---	---	---
MSRTN-CMPNO	3940.0	3990.0	SUNJAPA-2	50.0	31.2	0.62	0.09	0.02	8.568	0.09	30.6	0.61	0.09	0.02	9.639	0.09
OMPNO-BR	3990.0	4010.0	SUNJAPA-2	20.0	9.9	0.65	0.04	0.02	0.328	0.13	9.9	0.65	0.04	0.02	0.328	0.13
MSRTN-CMPNO	3775.0	4270.0	SUNJAPA-201	495.0	195.4	0.43	0.06	0.03	1.509	0.34	118.4	0.26	0.06	0.03	1.443	0.23
OMPNO-BR	4636.0	4670.0	SUNJAPA-202	34.0	21.7	0.64	0.04	0.02	0.205	0.58	---	---	---	---	---	---
OMPNO-BR	4670.0	4695.7	SUNJAPA-202	25.7	25.7	1.00	0.05	0.00	0.589	0.72	---	---	---	---	---	---
MSRTN-CMPNO	3998.0	3975.0	SUNJAPA-211	77.0	39.9	0.61	0.04	0.05	0.390	0.26	32.5	0.50	0.05	0.05	0.596	0.24
OMPNO-BR	3975.0	4100.3	SUNJAPA-211	125.3	83.4	0.67	0.06	0.04	1.692	0.26	64.6	0.52	0.07	0.04	3.244	0.23
MSRTN-CMPNO	3885.0	3920.0	SUNJAPA-22	36.0	1.4	0.09	0.03	0.02	0.104	0.16	1.4	0.09	0.03	0.02	0.104	0.16
OMPNO-SNTNO	3920.0	4130.0	SUNJAPA-22	210.0	118.6	0.66	0.06	0.01	1.647	0.24	97.7	0.54	0.06	0.01	2.150	0.21
MSRTN-CMPNO	4285.0	4340.0	SUNJAPA-31	55.1	26.2	0.48	0.05	0.01	0.493	0.27	---	---	---	---	---	---
OMPNO-SNTNO	4340.0	4450.0	SUNJAPA-31	110.0	110.0	1.00	0.10	0.01	23.538	0.49	---	---	---	---	---	---
SNTNO-BR	4450.0	4499.7	SUNJAPA-31	39.7	39.7	1.00	0.12	0.02	52.956	0.65	---	---	---	---	---	---
MSRTN-CMPNO	4033.0	4070.0	SUNJAPA-42	37.0	13.1	0.35	0.03	0.05	0.078	0.37	5.2	0.14	0.04	0.06	0.310	0.27
OMPNO-SNTNO	4070.0	4280.0	SUNJAPA-42	210.0	180.1	0.88	0.08	0.02	5.074	0.69	11.4	0.05	0.06	0.01	1.211	0.29
SNTNO-BR	4280.0	4358.4	SUNJAPA-42	78.4	48.3	0.89	0.05	0.03	0.680	0.83	0.6	0.01	0.05	0.01	1.413	0.31

Minimo	0.09
Maximo	0.31
Promedio	0.21
Mediana	0.23

Valores de Corte Utilizados

Vshl <=	15%
Phi >=	2%
Sw <=	30%

Figura 4.18. Resumen de propiedades petrofísicas por pozo y unidad estratigráfica del campo Sunuapa

#### 4.5 Correlación estratigráfica de los intervalos productores

Para calcular la distribución de los tipos de roca se aplicó el modelo previamente establecido (R30 Pittman, véase Figura 4.17) y se zonificaron los tipos de roca según los rangos de Ri establecidos en el paso anterior. Este procedimiento se aplicó para todos los pozos a los que se les realizó la evaluación petrofísica. El resultado puede observarse en las Figuras 4.20, en donde puede observarse...

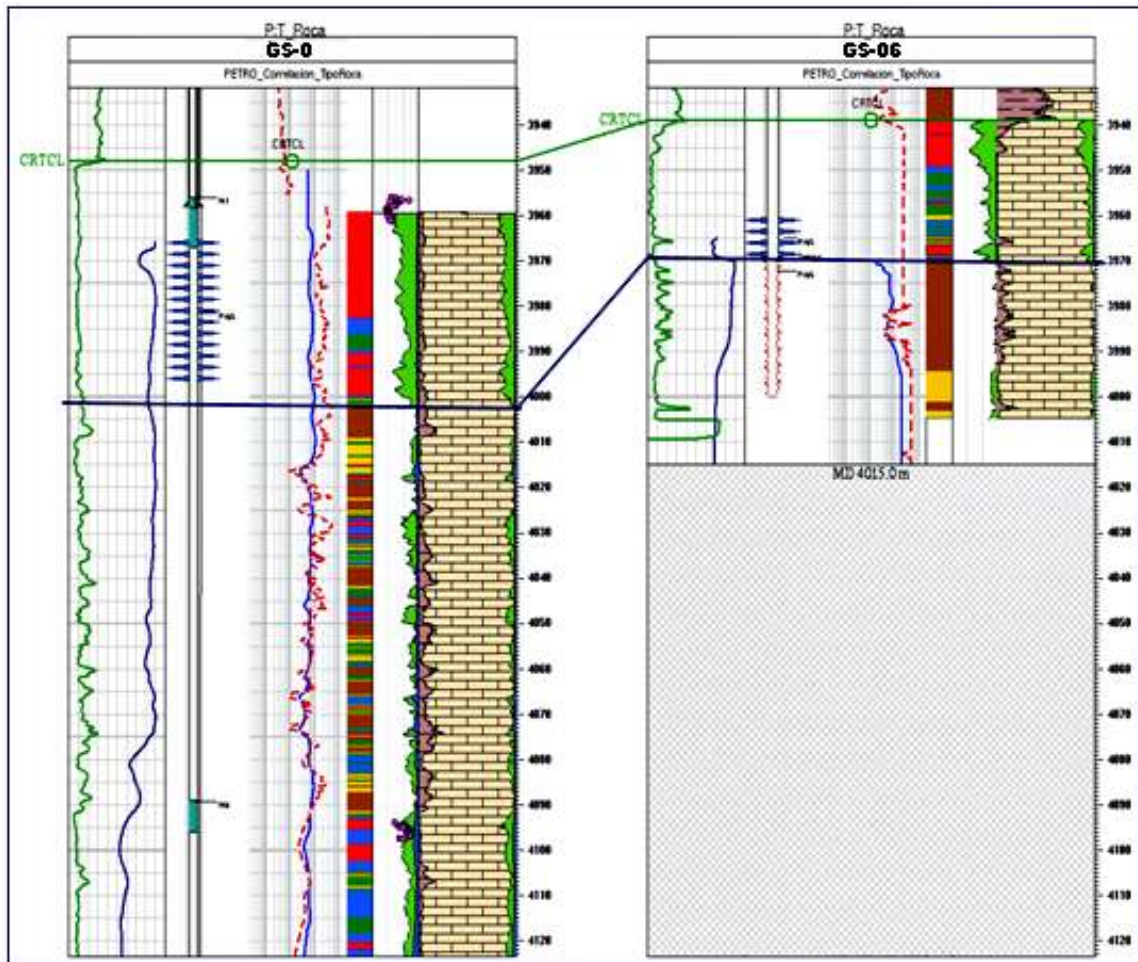


Figura 4.19. Modelo de estimación de los tipos de roca de los pozos GS-0 y GS-06, establecido previamente con la ecuación empírica para determinar el radio de garganta de poro obteniendo como resultado la zonificación de tipo de roca, según el radio que presente (PEMEX, 2013).

#### **4.6 Modelo geológico (sedimentológico-estratigráfico).**

El modelo inicia con la compilación y análisis de trabajos previos del campo, información y reportes de los 14 pozos que se perforaron (columnas estratigráficas, muestras de canal, núcleos, datos paleontológicos, etc.), toda esta información sirve para establecer el marco cronoestratigráfico generalizado del área, para hacer la programación de estudios petrográficos en aquellos pozos que tengan muestras de canal, núcleos del yacimiento auxiliándose con el estudio paleontológico para determinar con precisión la edad del reservorio. Esto ayuda a obtener la estandarización de las columnas de los pozos para dar inicio a la correlación de electrofacies por medio de los registros eléctricos y corroborarlo con la correlación de las facies sísmicas para obtener la distribución de éstas, así como poder establecer su espesor y el modelo geológico del yacimiento.

El estudio sedimentológico-estratigráfico, se apoya principalmente de la descripción petrográfica de muestras de núcleos y láminas delgadas del campo Sunuapa que se integran para establecer las facies de depósitos y su correlación de electrofacies, esto con el objetivo de delimitar su distribución, también se hace uso de estudios micropaleontológicos que apoyan con la cronoestratigrafía de las unidades litoestratigráficas del campo; para finalmente reconocer dos facies principales de depósito, Campaniano-Turoniano y otra del Maastrichtiano.

Los controles de los límites y distribución de las facies del modelo, se realizan con base en las correlaciones de facies y electrofacies, apoyada con estudios petrográficos-paleontológicos, con la distribución lateral de los espesores que fueron calibradas con los horizontes sísmicos para obtener el modelo resultante.



Para el Turoniano-Campaniano.

Se propone el modelo de un banco carbonatado aislado, que se desarrolló sobre la plataforma aislada del Cretácico Medio (Varela, 1987) por el crecimiento de parches arrecifales y por la destrucción del mismo (Figura 4.20). Este montículo aportaba sedimentos hacia las zonas del prebanco y de postbanco en forma de flujos, y cuyas texturas, tamaño y distribución de los depósitos resultantes, están en función de la distancia y capacidad de la energía de las corrientes, como ejemplo se tiene la variación textural observada en los núcleos del pozo Sun-101 alejado del banco, donde se tienen facies esqueléticas de textura fina, en tanto que en el pozo-31 las mismas facies son de textura gruesa.

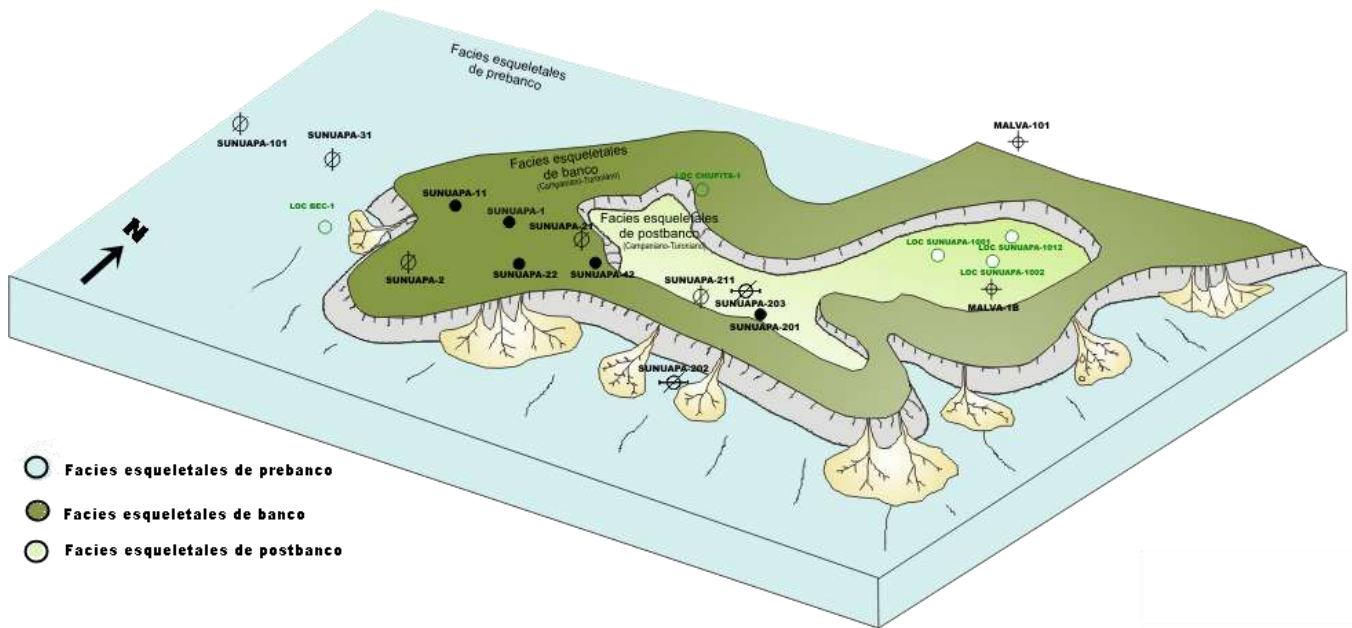


Figura.4.20. Modelo sedimentario del Campaniano-Turoniano del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).

Para el Maastrichtiano.

Se propone un modelo sedimentario conceptual de Talud Proximal y Distal, debido a que las componentes de estas facies son brechas polimícticas de clastos subangulosos, con estructuras de corte y relleno, fluidal y derrumbes sin las evidencias paleontológicas, se determinó la distribución areal de estas secuencias de brechas con la ayuda de la sísmica; sin embargo, para realizar el modelo a escala, se tendría que buscar la procedencia de la fuente de aporte la cual pudiera encontrarse al nortee-noreste hacia los campos Carmito, Acuyo, Sabancuy, Mundo Nuevo etc., según se observa en la forma y geometría de la distribución del depósito de brechas que se tiene.

La configuración estructural del horizonte Cretácico Superior correspondiente al campo Sunuapa, muestra un crecimiento de calizas arrecifales y periarrecifales truncado y con cierre estructural contra falla de tipo normal al sur, con caída hacia el SSE y cierre por buzamiento y cambio de facies en sus demás direcciones.

De acuerdo a sus características litológicas-petrográficas, la roca almacenadora corresponde a un grainstone-packstone de bioclastos (fragmentos de conchas, moluscos, rudistas, placas de equinodermos y algas), peloides y foraminíferos bentónicos que nos ubica en la facies 6 (periarrecifal) de la clasificación de microfacies de Wilson. No obstante, 100 m arriba, se cortó un núcleo que en su parte superior se describió como packstone de bioclastos del tamaño de 4mm a 2cm de largo; su parte media corresponde a un floatstone de bioclastos, intraclastos, rudistas, y foraminíferos bentónicos, la parte inferior correspondiente a un bafflestone de rudistas, moluscos, briozoarios, intraclastos y bioclastos indeterminados (1 a 3 cm de largo); características litológicas y paleontológicas que nos ubican en la facies 5 (arrecife) de Wilson.

---

El sello superior corresponde a un potente paquete más de 800 m de terrígenos del Paleógeno y los sellos laterales son por cambios de facies favorecidos por el buzamiento de los flancos la estructura (Figura 4.21).

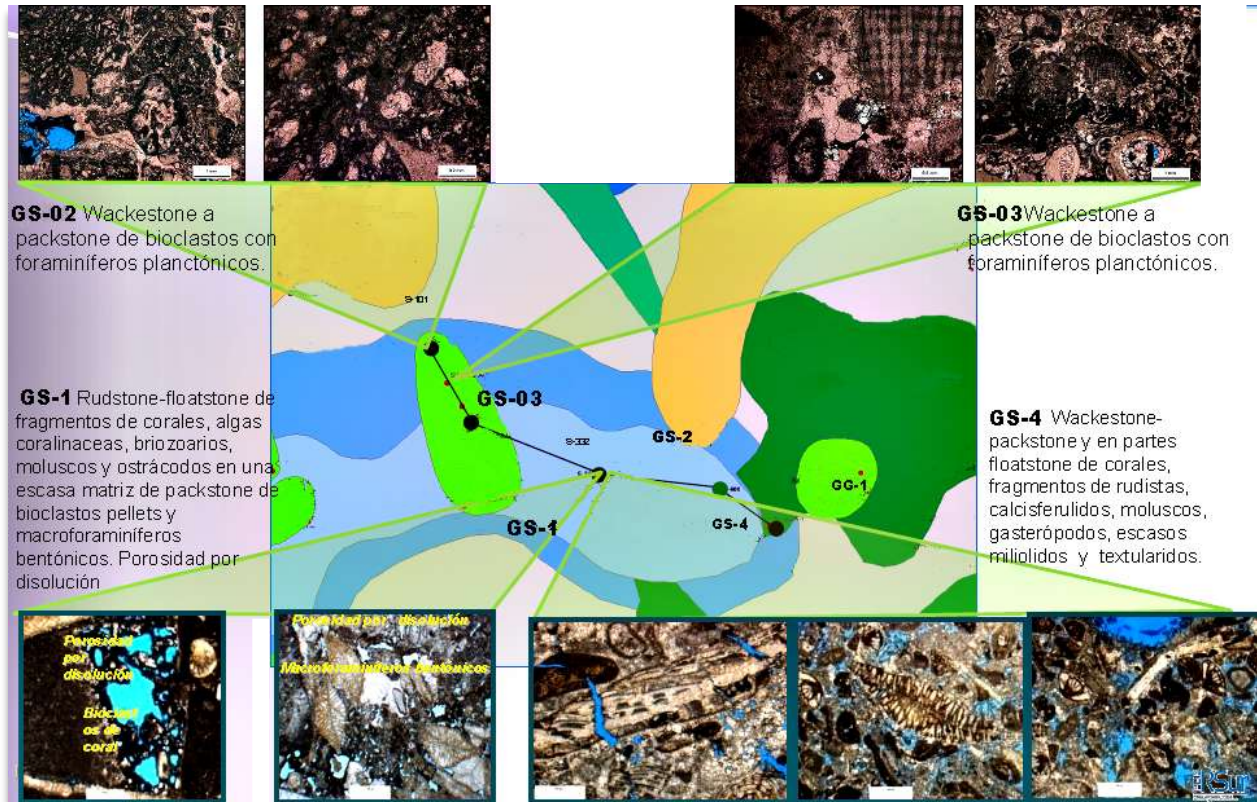


Figura 4.21 Roca almacén Cretácico Superior, del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).

El modelo geológico corresponde a una plataforma restringida, en donde tenemos cambios de facies por crecimiento de parches arrecifales, los cuales son cortados por los pozos GS-s' y el GS-2. Las facies cambian lateralmente a facies de plataforma interna (aguas someras) donde se ubican los pozos GS-3 y GG-1; mientras que, hacia el Campo Malva (al NE) y el pozo GSN-1 (al SE), por cambios de pendiente, se observan facies de talud hasta cuenca. (Figuras A, B,C,D anexo).

*CONCLUSIONES.*

---

---

## *CONCLUSIONES.*

De acuerdo al material presentado en este trabajo se puede concluir lo siguiente:

- Se logro establecer los conocimientos básicos necesarios para la etapa de la construcción del modelo geológico( sedimentológico-estratigráfico), con la técnica de descripción de muestras de formación y su integración con la evaluación petrofísica; con la información existente se logró una correlación con los modelos procesados de registros.
- En cuanto a la información de registros geofísicos, en este campo, se comprendio y destaco el metodo de trabajo utilizado con registros convencionales, pero existe una carencia importante de registros especiales, además de que resulta una técnica valorada sobre todo en yacimientos con escasa información de núcleos.

Se describieron y analizaron las principales características geológicas-petrofísicas para el yacimiento del Cretácico Superior, del campo Sunuapa:

- Campaniano-Turoniano representada por Floastone-Rudstone de esqueletos de bioclastos ("Facies Esqueletales de prebanco, banco y postbanco) la cual en el registro rayos gamma corresponde un cuerpo limpio agradable, en la sísmica se observa como un reflector de alta amplitud la cual presenta buena porosidad de matriz y abundantes cavidades de disolución, este yacimiento se tiene en el bloque norte, produce en los pozos Sunuapa-1 en porosidad de matriz.
- Maastrichtiano representada de packstone y dolomías brechoides, cuya expresión en el registro rayos gamma representa una alternancia de cuerpos limpios y arcillosos, en la sísmica se asocia a un reflector de baja amplitud y por cambios laterales de espesores dificultan la correlación sísmica, este yacimiento se tiene en el bloque sur, donde es productor el pozo Sunuapa-201, cuyo flujo está asociada principalmente a fracturamiento.

- 
- 
- El modelo geológico corresponde a una plataforma restringida, de acuerdo a este concepto tenemos cambios de facies por crecimiento de parches arrecifales donde se ubican los pozos GS's .
  - La descripción y la estimación de litofacies y clases petrofísicas es una tarea cotidiana que se desarrolla con la interacción de diferentes disciplinas relacionadas con la caracterización de yacimientos.

## *Recomendaciones*

- Mantener actualizado los catálogos de registros y núcleos incluyendo la información de nuevos pozos.
- En la caracterización de yacimientos es indispensable adquirir registros especiales (FMI, DSI, GNT, CMR, entre otros), ya que son de gran ayuda para cuantificar y calibrar los parámetros del fracturamiento y espesores netos de los yacimiento.
- Para los pozos que requieran ser intervenidos, se deberán seleccionar las zonas con mayor probabilidad de fracturamiento, utilizando los registros petrofísicos y de análisis de fracturamiento obtenidos en este estudio.
- Estudiar los Plays en cualquier cuenca es importante ya que estos representan la unidad operativa fundamental del proceso exploratorio a cualquier nivel de prospección en que ella se encuentre y, debido al considerable valor económico que agregan en las estrategias exploratorias futuras de la Región.

---

---

## BIBLIOGRAFÍA

- Alaníz-Alvarez, S.A Nieto-Samaniego, A.F., y Tolson, G., 2004.** *Léxico Geológico Mexicano*. Sociedad Geológica Mexicana.
- Apuntes Petrología Sedimentaria, FI, UNAM, 2012**
- Boggs, S., Jr. 2006.** *Principles of Sedimentology and Stratigraphy*. Prentice Hall Fourth edition.
- Böse, E., 1905.** *Reseña acerca de la geología de Chiapas y Tabasco: Bol. Inst. Geol. México*, p. 429-441
- Bridge, J.S., Demicco, R.V., 2008.** *Earth surface processes, landforms and sediment deposits*. Cambridge University Press, United Kingdom, 815 p.
- Buffler y Sawyer, 1985; Salvador, 1987; Pindellet al., 1985, 2002, 2008).**
- Buffler, R.T. and D.S. Sawyer, 1985,** *Distribution of Crust and Early History, Gulf of Mexico Basin: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 35. P. 333-344
- Cabrera C., Lugo R., 1984.** *Estratigrafía-Sedimentología de las Cuencas Terciarias del Golfo de México.* Boletín de la asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 55p.
- Cabrera-Castro, R., Lugo-Rivera, J.E., 1984,** *Estratigrafía-Sedimentología de las cuencas Terciarias del Golfo de México: Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, v XXXVI, núm. 2, 1984.
- Castro, J., Schlaepfer, C.J., Martínez, E., 1975.** *Estratigrafía y Microfacies del Mesozoico de la Sierra Madre del Sur, Chiapas*, Boletín Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, v.27, Nos.1-3, p. 1-103.
- Chávez-Valois, V.M., Clara-Valdés, 2004. M.L., Juárez-Placencia, J.I., Alor-Ortiz, I., Mata-Jurado, M., Villagrán-Yáñez, R., Guerrero-Tristán, M. y Ghosh, S,** *A New approach of Tertiary plays in a multidisciplinary framework: Sureste Basin, Tabasco, México: Resumen Extendido, AAPG Internacional Conference, Cancún, México.*
- Clara-V., L., Villanueva-R., L. y Caballero-G., E., 2006,** *Integración e interpretación geoquímica de las rocas generadoras, aceites y gases naturales del sureste de México: Reporte interno, Pemex Exploración y Producción.*
- Damon, P.E., Shafiqullah, M. and Clark, K. F., 1981.** *Agetrends of igneous activity in relation to metallogenesis in southern Cordillera.*
- El País, 2013, 01, 16.** *La demanda petrolera mundial fue en 2013 mayor de lo previsto por la OPEP. ECONOMIA. España, 1 p.*
- Escalera, A.J.A; Hernández R.U; 2010.** *Provincias petroleras de México. SENER*
- Escalera, Alcocer, J.A., 2010.** *Estrategia, logros y desafíos de la exploración petrolera en México. México D.F., p.1.*
- Estrada, E., 2013.** *Entrevista para British Petroleum Statistical Review of World Energy. June 2013, 1p.*
- García-Molina, G., 1994,** *Structural evolution of SE México (Chiapas-Tabasco-Campeche) offshore and onshore: Rice University, Ph. Dissertation, p. 161.*
- González, G., Holguin, Q., 1992,** *Las rocas generadoras de México: Petroleos Mexicanos, Coordinación de Exploración, p 1, 17.*
- González, G., R., y Holguín Q., N., 1992,** *Geology of the source of México: 13th World Petrol. Congr., Proceed., v. XLI, p. 37-57.*
- Google maps, 2014.** *Acceso al municipio de Sunuapa. Datos del mapa 2014 Google, INEGI.*
- Gutiérrez, R., 1956.** *Bosquejo Geológico del estado de Chiapas . XX Congreso Geológico Internacional, México. Excursión C-15 (Geología del Mesozoico y Estratigrafía Pérmica del estado de Chiapas).*
- Hernández-García, R., 1973.** *Paleogeografía del Paleozoico de Chiapas. Boletín Asociación Mexicana Geólogos Petroleros, v.25, p. 79-113.*



---

---

**INEGI., 2012.** Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, Sunuapa, Chiapas Clave geoestadística 07088., p. 7

**López-Ramos E., 1979,** Geología de México, Tomo III, Editorial Trillas, México, p. 78-95.

**López-Ramos, E., 1983.** Geología petrolera del Sureste de México, Vol III.

**Méndez, O, B.A., 2007,** Geoquímica e isotopía de aguas de formación (Salmueras petroleras) de campos mesozoicos de la cuenca del sureste de México: implicación de su origen, evolución e interpretación agua-roca en yacimientos petroleros: Tesis Doctoral, Centro de Geociencias Posgrado en Ciencias de la Tierra, UNAM, 179p.

**Michaud, F. 1984.** Algunos fósiles de la Formación Ocozocuahtla, Cretácico Superior de Chiapas, México. Memoria III Congreso Latinoamericano de Paleontología, p.425-431.

**Morán-Zenteno, Dante J., Martiny, B., Tolson, G., Solís Pichardo, G., Alba Aldave, L., Hernández-Bernal, M. del S., Macías Romo, C., Martínez Serrano, R.G., Schaaf, P., Silva Romo, G., 2000,** Geocronología y características geoquímicas de las rocas magmáticas terciarias de la Sierra Madre del Sur: Bol. de la Sociedad Geológica Mexicana, T. LIII, No. 1, p. 27-58.

**Mullerried, F. K. G., 1957.** La geología de Chiapas. Publicación del Gobierno del Estado de Chiapas.

**Padilla y Sánchez, R.J., 2007.** Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana. Tomo LIX, Núm. 1, p 19-42.

**Pemex Exploración y Producción, 2012.** Reporte de reservas de hidrocarburos al 1° de enero de 2013.

**Pemex Exploración y Producción Región Sur, Marzo 2003.** Plays terciarios, pag.24-25

**Pemex Exploración y Producción, 2008.** Activo de exploración cuencas del Sureste Terrestre. Definiciones.

**Pemex Exploración y Producción, 2012.** Activo de exploración cuencas del Sureste Terrestre. Provincia Petrolera Sureste.

**Pemex Exploración y Producción, 2013.** Provincia Petrolera Sureste

**PEMEX, 2013.** Métodos Geológicos en la exploración petrolera, Estratigrafía y sedimentológica, manual., 274p.

**Salvador, A., 1987.** Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 71, p. 419-451.

**Sánchez-Montes de Oca, R., 1980,** Geología petrolera de la Sierra de Chiapas: Boletín de la Asociación Mexicana Geología Petrolera., v. 31, Nos. 1-2, p. 67-77.

**Santiago-Acevedo, J. and Mejía Dautt, O., 1980,** Giantfield in the southeast of Mexico: Gulf Coast Association of Geological Societies Trans., v. 30, p. 1-31

**Santiago-Acevedo, J., Carrillo Bravo, J. y Martell Andrade, B., 1984,** Geología Petrolera de México, in, D. Marmissolle-Daguerre (Ed.), Evaluación de Formaciones en México, Schlumberger, p. 1.1-136

**SENER, 2013.** Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025; México, p.17.

**Varela-Santamaría, M., 1995,1987** Una plataforma aislada en el sureste de México: Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM, 194 p.

---

---

## Lista de Figuras

**Figura 1.1.** Reservas probadas por región a nivel mundial, al cierre de 2012, (miles de millones de barriles), las reservas incluyen aceite, condensados y líquidos del gas natural. Fuente: SENER, 2013 con datos del BP Statistical Review of World Energy, June.

**Figura 1.2.** Cadena de valor de la industria del petróleo y sus derivados (modificado de SENER, 2013).

**Figura.1.3.** Límites geológicos de la Provincia Petrolera Sureste, (Salina del Istmo, Reforma-Akal y Macuspana), (Modificado de PEMEX, 2013).

**Figura 1.4.** El Campo Sunuapa se localiza en el Estado de Chiapas, aproximadamente 20 km al noroeste de la población de Pichucalco. Tiene un área aproximada de 18 Km<sup>2</sup>, geológicamente se ubica en el área mesozoica Chiapas-Tabasco (PEMEX, 2012).

**Figura 1.5.** Detalle de la ubicación del Campo Sunuapa, dentro del área mesozoica Chiapas-Tabasco (PEMEX, 2012).

**Figura 1.6.** Ubicación del municipio de Sunuapa, Chiapas (INEGI, 2012).

**Figura 1.7.** Acceso al municipio de Sunuapa (Google maps, 2014).

**Figura.2.1.** Cronoestratigrafía de la Zona Chiapas-Tabasco (Modificada de Santiago et al, 1984).

**Figura 2.2.** Unidades estructurales del sureste de México y ubicación de campos petroleros importantes en las Cuencas del Sureste (modificado de Santiago et al., 1984).

**Figura 3.1** Metodología básica para la caracterización de un yacimiento, (PEMEX 2008).

**Figura 3.2.** Caso A es un plano elaborado con sísmica 2D y 3D. El caso B es un plano del mismo campo pero elaborado con sísmica 3D (Sippel 1996 y Montgomery 1977).

**Figura.3.3.** Representación de los pozos de un campo (puntos negros), 1-En el descubrimiento (izquierda superior), 2-Delimitación–producción primaria (derecha superior), 3-Producción primaria–secundaria (inferior izquierdo), 4-Por último Recuperación terciaria o perforación post relleno (inferior derecha) (Modificado de Al-Quahtani yErshagi 1999).

**Figura.3.4.** Correlación del campo Sunuapa mediante registros de pozos (PEMEX 2013).

**Figura.3.5** Modelo sedimentario del Campaniano-Turoniano del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).

**Figura 3.6.** Mapa de configuración estructural del campo Sunuapa para el Cretácico Superior (PEMEX, 2013).

**Figura 3.7.** Clasificación de Dunham (1962) basada en las diferencias texturales.

**Figura 3.8.** Secuencia idealizada de Zonas de Facies estándar de Wilson (1975).

**Figura 3.9.** Láminas delgadas de pozo GS-1. A. Porosidad por disolución en Bioclastos de coral., B. Microfracturas con hidrocarburos., C. Porosidad por disolución., D. Porosidad por disolución en microforaminíferos bentónicos.

**Figura 3.10.** Lámina delgada de pozo GS-2. E. Packstone a Grainstone de bioclastos, foraminíferos bentónicos y fragmentos de algas, café claro y gris claro, recristalizado, con porosidad primaria interfosilar y secundaria intercrystalina por microfracturas algunas selladas por calcita; se observa buena impregnación de aceite pesado.

**Figura 3.11.**F. Profundidad 3350 m. Porosidad intrafósilar en Radiolarios, presenta impregnación de hidrocarburos.

**Figura 3.12.** G-H. Profundidad 3350-3360 m. Cavidades interparticular con crecimiento de cristales de calcita presenta porosidad e impregnación de hidrocarburos

**Figura 3.13.** I-J. Brecha de caliza. Packstone a grainstone de bioclastos, ooides e intraclastos, sin porosidad visual. Se presentan esporádicas fracturas abiertas con impregnación de aceite residual.

**Figura 3.14.**K. Espesor de 3100 m. Wackestone blanco a crema con escasas microfracturas selladas por calcita.

**Figura 3.15.** Wackestone- packstone y en partes floatstone de corales, fragmentos de rudistas, calcisferulidos, moluscos, gasterópodos, escasos miliolidos y textularidos.

**Figura 3.16.** Lámina delgada del intervalo 3680-3688m. O-P. 3688m Packstone a Grainstone de briozoarios, moluscos.

**Figura 3.17.** Correlación con electrofacies de GS-6 y GS-2 y sus intervalos productores.

**Figura 3.18.** Lito-correlación de cimmas y bases del Play Cretácico Superior Maastrichtiano de acuerdo a sus capas guía, de los pozos GS-02, GS-0, GS-1, GS-2 y GS-3 del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).

- 
- Figura 4.1.** Columna tipo Campo Sunuapa (PEMEX, 2013).
- Figura 4.2.** Metodología utilizada para el modelo petrofísico, (PEMEX, 2013).
- Figura 4.3** Catálogo de información general para el Campo Sunuapa
- Figura 4.4** Información incluida en el mapa de inventario interactivo (PEMEX, 2013).
- Figura 4.5.** Diagramación de registros geofísicos y núcleos, del pozo GS-0, (Petrofísico Leonardo B. PEMEX , 2006).
- Figura 4.6.** Ejemplo de normalización de curva GR pozo GS-04
- Figura 4.7.** Modelo para el cálculo de registros sísmicos sintéticos (PEMEX-2006).
- Figura 4.8.** Índice de resistividad medido en núcleos del pozo GS-0 (PEMEX, 2013).
- Figura 4.9** Método gráfico de Pickett (PEMEX, 2013).
- Figura 4.10** Modelo litológico calibrado con registros, muestras de canal y difracción de rayos x para el pozo GS-03 (PEMEX, 2013).
- Figura 4.11.** Muestras de formación en donde se observan sistemas de poros predominantes. Porosidad primaria en matriz (Núcleo GS-0). Porosidad secundaria en brechas por fracturamiento (pozo GS-04) del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).
- Figura 4.12.** Análisis estadístico de porosidad y permeabilidad para los núcleos del pozo GS-0 (PEMEX,2013).
- Figura 4.13.** Evaluación petrofísica del pozo clave GS-05 (PEMEX, 2013).
- Figura 4.14** Modelo de permeabilidad, valor de permeabilidad obtenido del análisis de las curvas de incremento para el pozo GS-0 (PEMEX, 2013).
- Figura 4.15.** Ecuaciones empíricas para determinar el radio de garganta de poro correspondiente a varios porcentajes de saturación de mercurio .
- Figura 4.16** Gráficos “Uno a Uno” (One to One), con los valores de radio de garganta de poro, (PEMEX, 2013).
- Figura 4.17** Zonificación de los tipos de roca mediante la relación K-PHI-Ri.(PEMEX,2013).
- Figura 4.18.** Resumen de propiedades petrofísicas por pozo y unidad estratigráfica del campo Sunuapa
- Figura 4.19.** Modelo de estimación de los tipos de roca de los pozos GS-0 y GS-06, establecido previamente con la ecuación empírica para determinar el radio de garganta de poro obteniendo como resultado la zonificación de tipo de roca, según el radio que presente (PEMEX, 2013).
- Figura.4.20.** Modelo sedimentario del Campaniano-Turoniano del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).
- Figura 4.21** Roca almacén Cretácico Superior, del campo Sunuapa (PEMEX, 2013).